Office national de l'énergie

National Energy Board

Perspectives du marché de **l'électricité**

2005 - 2006

Évaluation du marché de l'énergie • Juin 2005 •

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Perspectives du marché de **l'électricité**

2005 - 2006

Évaluation du marché de l'énergie • Juin 2005

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2005

N° de cat. NE23-127/2005F
ISBN 0-662-74121-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2005

Cat. No. NE23-127/2005E
ISBN 0-662-40520-X

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

105-05033/

Liste des figures iii

Sigles vi

Abréviations vii

Unités de mesure viii

Avant-propos ix

Résumé x

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Vue d'ensemble des marchés de l'électricité au Canada 2
2.1 Perspectives pour 2005-2006 2
2.2 Élaboration de la politique 5
2.3 Restructuration 6
2.4 Enjeux clés pour l'industrie 7
2.5 Résumé 13

Chapitre 3 : Évaluation des marchés régionaux 14
3.1 Colombie-Britannique 14
3.1.1 Structure du marché 14
3.1.2 Faits nouveaux sur le marché 15
3.1.3 Perspectives et enjeux 20
3.1.4 Résumé 22
3.2 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut 23
3.2.1 Structure du marché 23
3.2.2 Faits nouveaux sur le marché 25
3.2.3 Perspectives et enjeux 26
3.2.4 Résumé 26
3.3 Alberta 27
3.3.1 Structure du marché 27
3.3.2 Faits nouveaux sur le marché 28
3.3.3 Perspectives et enjeux 33
3.3.4 Résumé 36

3.4 Saskatchewan 36
3.4.1 Structure du marché 36
3.4.2 Faits nouveaux sur le marché 37
3.4.3 Perspectives et enjeux 40
3.4.4 Résumé 42
3.5 Manitoba 42
3.5.1 Structure du marché 42
3.5.2 Faits nouveaux sur le marché 43
3.5.3 Perspectives et enjeux 47
3.5.4 Résumé 49
3.6 Ontario 49
3.6.1 Structure du marché 49
3.6.2 Faits nouveaux sur le marché 51
3.6.3 Perspectives et enjeux 57
3.6.4 Résumé 59
3.7 Québec 59
3.7.1 Structure du marché 59
3.7.2 Faits nouveaux sur le marché 60
3.7.3 Perspectives et enjeux 65
3.7.4 Résumé 66
3.8 Nouveau-Brunswick 67
3.8.1 Structure du marché 67
3.8.2 Faits nouveaux sur le marché 68
3.8.3 Perspectives et enjeux 73
3.8.4 Résumé 74
3.9 Île-du-Prince-Édouard 74
3.9.1 Structure du marché 74
3.9.2 Faits nouveaux sur le marché 75
3.9.3 Perspectives et enjeux 78
3.9.4 Résumé 78
3.10 Nouvelle-Écosse 78
3.10.1 Structure du marché 78
3.10.2 Faits nouveaux sur le marché 79
3.10.3 Perspectives et enjeux 82
3.10.4 Résumé 84
3.11 Terre-Neuve-et-Labrador 84
3.11.1 Structure du marché 84
3.11.2 Faits nouveaux sur le marché 85
3.11.3 Perspectives et enjeux 88
3.11.4 Résumé 89

Chapitre 4 : Conclusions et recommandations 90

Glossaire 94

FIGURES

2.1	Total des échanges internationaux d'électricité au Canada	4
2.2	Prix de l'électricité dans le secteur résidentiel nord-américain en 2004 (toutes taxes exclues)	4
2.3	Comparaison des prix de l'énergie	5
2.4	Objectifs clés de la politique	6
2.5	État de la restructuration au 1er avril 2005	7
2.6	Production canadienne selon le type de combustible en 2003	8
2.7	Émissions de gaz à effet de serre et population exprimées en pourcentage du total canadien (2000)	10
2.8	Échanges d'électricité au Canada en 2004 (GWh)	12
3.1.1	Colombie-Britannique – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (14 233 MW)	15
3.1.2	Colombie-Britannique – Production selon le type de combustible	15
3.1.3	Colombie-Britannique – Réseau de transport d'électricité	16
3.1.4	Colombie-Britannique – Demande d'électricité selon le secteur en 2003 (59 651 GWh)	18
3.1.5	Colombie-Britannique – Prix de l'électricité à Vancouver (toutes taxes exclues)	19
3.1.6	Colombie-Britannique – Transferts d'électricité entre provinces	19
3.1.7	Colombie-Britannique – Échanges internationaux d'électricité	20
3.2.1	Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (304 MW)	23
3.2.2	Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut – Production selon le type de combustible	23
3.2.3	Carte du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut	24
3.3.1	Structure de l'industrie de l'électricité en Alberta	27
3.3.2	Alberta – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (10 797 MW)	28
3.3.3	Alberta – Production selon le type de combustible	28
3.3.4	Réseau de transport d'électricité de l'Alberta	29
3.3.5	Alberta – Demande d'électricité selon le secteur en 2003 (53 628 GWh)	30
3.3.6	Alberta – Transferts d'électricité entre provinces	31
3.3.7	Alberta – Échanges internationaux d'électricité	31
3.3.8	Alberta – Prix de l'électricité à Edmonton (toutes taxes exclues)	32
3.3.9	Alberta – Évolution annuelle du prix de l'électricité sur le marché de gros et du prix du gaz naturel sur le marché au comptant	33

3.4.1	Saskatchewan – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (3 786 MW)	37
3.4.2	Saskatchewan – Production selon le type de combustible	37
3.4.3	Réseau de transport d'électricité de la Saskatchewan	38
3.4.4	Saskatchewan – Demande d'électricité selon le secteur en 2003 (17 678 GWh)	39
3.4.5	Saskatchewan – Prix de l'électricité à Regina (toutes taxes exclues)	40
3.4.6	Saskatchewan – Transferts d'électricité entre provinces	41
3.4.7	Saskatchewan – Échanges internationaux d'électricité	41
3.5.1	Manitoba – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (5 407 MW)	43
3.5.2	Manitoba – Production selon le type de combustible	43
3.5.3	Réseau de transport d'électricité du Manitoba	44
3.5.4	Manitoba – Demande d'électricité selon le secteur en 2003 (18 406 GWh)	45
3.5.5	Manitoba – Prix de l'électricité à Winnipeg (toutes taxes exclues)	46
3.5.6	Manitoba – Transferts d'électricité entre provinces	46
3.5.7	Manitoba – Échanges internationaux d'électricité	46
3.6.1	Ontario – Secteur de l'électricité : structure institutionnelle	50
3.6.2	Ontario – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (30 457 MW)	51
3.6.3	Ontario – Production selon le type de combustible	51
3.6.4	Réseau de transport d'électricité de l'Ontario	52
3.6.5	Ontario – Taille des marchés et diversité de la production dans la région (2003)	53
3.6.6	Ontario – Demande d'électricité selon le secteur (144 967 GWh)	54
3.6.7	Ontario – Prix du marché et tarifs résidentiels / petits consommateurs (en cents/kWh)	54
3.6.8	Ontario – Prix de l'électricité à Toronto (toutes taxes exclues)	55
3.6.9	Ontario – Transferts d'électricité entre provinces	56
3.6.10	Ontario – Échanges internationaux d'électricité	56
3.7.1	Québec – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (37 637 MW)	60
3.7.2	Québec – Production selon le type de combustible	60
3.7.3	Réseau de transport d'électricité du Québec	62
3.7.4	Québec – Demande d'électricité selon le secteur (193 797 GWh)	62
3.7.5	Québec – Prix de l'électricité à Montréal (toutes taxes exclues)	64
3.7.6	Québec – Transferts d'électricité entre provinces	64
3.7.7	Québec – Échanges internationaux d'électricité	65

3.8.1	Nouveau-Brunswick – Secteur de l'électricité : structure institutionnelle	68
3.8.2	Nouveau-Brunswick – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (4 470 MW)	69
3.8.3	Nouveau-Brunswick – Production selon le type de combustible	69
3.8.4	Réseau de transport d'électricité du Nouveau-Brunswick et Île-du-Prince-Édouard	71
3.8.5	Nouveau-Brunswick – Demande d'électricité selon le secteur (15 303 GWh)	71
3.8.6	Nouveau-Brunswick – Prix de l'électricité à Moncton (toutes taxes exclues)	72
3.8.7	Nouveau-Brunswick – Transferts d'électricité entre provinces	72
3.8.8	Nouveau-Brunswick – Échanges internationaux d'électricité	73
3.9.1	Île-du-Prince-Édouard – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (118 MW)	75
3.9.2	Île-du-Prince-Édouard – Production selon le type de combustible	75
3.9.3	Île-du-Prince-Édouard – Demande d'électricité selon le secteur (958 GWh)	76
3.9.4	Île-du-Prince-Édouard – Prix de l'électricité à Charlottetown (toutes taxes exclues)	76
3.9.5	Île-du-Prince-Édouard – Transferts d'électricité entre provinces	76
3.10.1	Nouvelle-Écosse – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (2 321 MW)	79
3.10.2	Nouvelle-Écosse – Production selon le type de combustible	80
3.10.3	Réseau de transport d'électricité de la Nouvelle-Écosse	81
3.10.4	Nouvelle-Écosse – Demande d'électricité selon le secteur (11 197 GWh)	81
3.10.5	Nouvelle-Écosse – Prix de l'électricité à Halifax (toutes taxes exclues)	82
3.10.6	Nouvelle-Écosse – Transferts d'électricité entre provinces	82
3.10.7	Nouvelle-Écosse – Échanges internationaux d'électricité	82
3.11.1	Terre-Neuve-et-Labrador – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (7 462 MW)	85
3.11.2	Terre-Neuve-et-Labrador – Production selon le type de combustible	85
3.11.3	Réseau de transport d'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador	86
3.11.4	Terre-Neuve-et-Labrador – Demande d'électricité selon le secteur (10 987 GWh)	86
3.11.5	Terre-Neuve-et-Labrador – Prix de l'électricité à St. John's (toutes taxes exclues)	87
3.11.6	Terre-Neuve-et-Labrador – Transferts d'électricité entre provinces	88

Sigles

AECO-C ou AECO	installation de stockage de gaz naturel de l'Alberta Energy Company
AESO	Alberta Electric System Operator
AOIV	appel d'offres pour l'île de Vancouver
ASM	administrateur de la surveillance du marché (Alberta)
BCTC	British Columbia Transmission Corporation
BCUC	British Columbia Utilities Commission
CA	courant alternatif
CAÉ	convention d'achat d'énergie
CASA	Clean Air Strategic Alliance (Alberta)
CCHT	courant continu à haute tension
CCPC	Canadian Clean Power Coalition
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CESP	commission des entreprises de service public
CESPNB	Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick
EIR – NA	exploitant indépendant de réseau de la Nouvelle-Angleterre
EIR – NY	exploitant indépendant de réseau de New York
EIR	exploitant indépendant de réseau
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
ÉPE	énergie privilégiée pour l'environnement (Saskatchewan)
EPÉÉ	Encouragement à la production d'énergie éolienne
ERNB	Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
GAD	gestion axée sur la demande
GES	gaz à effet de serre
GICC	gazéification intégrée à cycle combiné
GNL	gaz naturel liquéfié
HQ	Hydro-Québec
HYDRO	Newfoundland and Labrador Hydro
IEP	*2004 Integrated Electricity Plan* (Colombie-Britannique)
ITÉP	Initiative de transfert d'énergie propre
LIT	ligne internationale de transport d'électricité
MAPP	Mid-Continent Area Power Pool
MISO	Midwest Independent Transmission System Operator, Inc. (É.-U.)
MRO	Midwest Reliability Organization (É.-U.)

NERC	North American Electric Reliability Council
Nord-Ouest Pacifique	États du Nord-Ouest bordés par le Pacifique
NPC	Nunavut Power Corporation
NPER	norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable
NSPI	Nova Scotia Power Inc.
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OÉO	Office de l'énergie de l'Ontario
OFSÉ	Organisation de fiabilité du service d'électricité
ONÉ	Office national de l'énergie
OPG	Ontario Power Generation
OTR	organisation de transport régionale
PDMC	pas dans ma cour
PEI	producteur d'électricité indépendant
PJM	interconnexion Pennsylvanie / New Jersey / Maryland
RD	réaction de la demande
SÉQ	Société d'énergie Qulliq
SÉTNO	Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest
SÉY	Société d'énergie du Yukon
SIERÉ	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (Ontario)
TAORT	tarif d'accès ouvert au réseau de transport
UARB	Nova Scotia Public Utility and Review Board
YECL	Yukon Electric Company Limited

Abréviations

CO_2	dioxyde de carbone
loi sur l'électricité	*Electric Power Act* (Île-du-Prince-Édouard)
NO_X	oxydes d'azote
Office	Office national de l'énergie
plan du réseau de transport d'énergie	*10-Year Transmission System Plan (2005-2014)* (Alberta)
plan énergétique de la C.-B.	*Energy for Our Future: A Plan for B.C.*
loi 100	*Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario)
SO_X	oxydes de soufre

Unités d'énergie

k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9

Unité de tension

kV	kilovolt	= 10^3 volts

Unités de puissance

kW	kilowatt[1]	= 10^3 watts
MW	mégawatt	= 10^6 watts ou 1 000 kW
GW	gigawatt	= 10^9 watts ou 1 000 000 kW

Unités d'énergie électrique

kWh	kilowattheure	un kW durant une heure
MWh	mégawattheure	un MW durant une heure ou 1 000 kWh
GWh	gigawattheure	un GW durant une heure ou 1 000 000 kWh

1 Un kilowattheure correspond à la quantité d'énergie nécessaire pour tenir dix ampoules électriques de 100 watts allumées durant une heure.

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) a produit cette Évaluation du marché de l'énergie (ÉME) dans le cadre de son mandat de réglementation. L'ONÉ surveille l'offre et la demande de tous les produits énergétiques canadiens, dont l'électricité, dans les marchés intérieurs et d'exportation. Il lui incombe aussi d'informer la population canadienne au sujet des changements qui surviennent dans le secteur énergétique au Canada. La présente ÉME, intitulée *Perspectives du marché de l'électricité, 2005-2006*, fait suite à trois autres rapports, soit *Le secteur de l'électricité au Canada, Tendances et enjeux*; *Le secteur de l'électricité, Exportations et importations*; *Aperçu des cadres de gestion de la fiabilité du service d'électricité au Canada*.

Cette ÉME a été réalisée dans la foulée d'un sondage que l'ONÉ a effectué récemment auprès de ses parties prenantes. Les discussions ultérieures avec ces parties ont révélé qu'en plus de ses analyses à long terme, l'Office devrait aussi produire des évaluations à court et à moyen terme des marchés de l'énergie. La présente ÉME examine les marchés canadiens de l'électricité à la lumière des principaux facteurs qui influent sur les tendances actuelles concernant la production, la demande, les prix, l'ajout d'infrastructures ainsi que les échanges interrégionaux et internationaux. Elle renferme également des renseignements à jour sur la restructuration du secteur de l'électricité au Canada. Bien que cette ÉME ait une portée à court terme (2005-2006), elle traite aussi des enjeux susceptibles d'avoir des effets à long terme sur le secteur de l'électricité au Canada. Enfin, elle souligne les liens étroits entre les secteurs canadien et américain de l'électricité du fait de la nature intégrée du réseau électrique nord-américain.

L'Office remercie les sociétés de production, de transport et de distribution ainsi que les négociants, les utilisateurs finals, les groupes environnementaux, les groupes de défense des consommateurs et les organismes gouvernementaux qui lui ont fourni des renseignements et des commentaires durant la production de la présente ÉME.

Résumé

L'ONÉ a produit la présente Évaluation du marché de l'énergie dans le cadre de son mandat de surveillance de l'offre et de la demande de produits énergétiques au Canada, dont l'électricité, dans les marchés intérieurs et d'exportation. Cette évaluation examine le marché canadien de l'électricité à la lumière des principaux facteurs qui influent sur les tendances à court terme concernant la production, la demande, l'ajout d'infrastructures, les échanges interrégionaux et internationaux, ainsi que les prix. Outre de renfermer des renseignements à jour sur la restructuration du secteur de l'électricité au Canada pour la période 2005-2006, la présente EME traite des enjeux susceptibles d'avoir des effets à long terme sur ce secteur. Enfin, elle souligne les liens entre les marchés canadien et américain de l'électricité du fait de l'interconnexion des réseaux de transport.

Au Canada, les marchés de l'électricité se sont développés sur une base provinciale ou régionale, et l'ampleur de la restructuration varie selon les provinces. L'Alberta et l'Ontario sont celles qui ont apporté le plus grand nombre de changements à la structure de leurs marchés, les autres ayant choisi de les restructurer partiellement ou de maintenir le *statu quo*. Depuis que l'Alberta et l'Ontario ont ouvert leurs marchés de gros et de détail à la concurrence, elles continuent de les modifier pour satisfaire les besoins des participants. Par suite de récentes modifications législatives, l'Ontario a mis en place un marché hybride dont certains aspects sont réglementés et d'autres sont ouverts à la concurrence.

En règle générale, on considère que l'électricité est un service essentiel, qui devrait être fourni sur le marché intérieur à un prix acceptable. Certaines provinces, surtout celles où l'énergie hydroélectrique domine, ont eu tendance à mettre à profit cette ressource pour produire des revenus d'exportation. Comme les services publics sont généralement des sociétés d'État dans les provinces qui produisent de l'hydroélectricité, les revenus d'exportation sont retournés aux contribuables sous la forme de tarifs avantageux ou de contributions aux revenus de l'État.

Les prix de l'électricité varient d'une province à l'autre suivant le mode de production et selon qu'ils sont réglementés ou établis en fonction du marché. C'est en Alberta et en Ontario qu'ils sont le plus étroitement liés aux conditions du marché. Dans la plupart des autres provinces, sur le marché intérieur de l'électricité, la structure tarifaire continue d'être réglementée en fonction du coût du service.

Les régions tirent profit de l'adéquation de l'offre sur les plans économique et de la fiabilité. C'est pourquoi elles s'efforcent de mettre en place des mécanismes visant à réduire la possibilité d'un resserrement de l'offre ou d'une pénurie. Bien que la plupart des régions produisent suffisamment d'électricité pour répondre à leurs besoins, nombre d'entre elles tirent parti des échanges interprovinciaux et internationaux en misant sur la diversité des combustibles utilisés par chacune pour produire de l'électricité et sur l'asymétrie des périodes de pointe. Ces dernières années cependant, la croissance de la production dans les régions exportatrices a été inférieure à la croissance de la demande sur leur marché intérieur, ce qui a contribué à réduire le volume excédentaire qu'elles pouvaient exporter. De plus, des régions ont dû importer de l'électricité pour alimenter leur charge intérieure.

Bien que l'organisation des marchés et le degré de restructuration varient, d'un bout à l'autre du pays, les gouvernements et les services publics d'électricité tentent de concilier trois objectifs à long terme : offre adéquate et fiable, environnement durable et prix acceptables. La présente ÉMÉ, qui tient compte de la diversité des stratégies et de la particularité des initiatives mises en oeuvre à cet effet, relève un certain nombre d'enjeux et de défis qui confrontent le secteur de l'électricité au Canada. L'examen de l'Office mène aux conclusions suivantes :

Pour la période 2005-2006, l'offre est adéquate dans toutes les régions, mais on pourrait assister à un resserrement dès 2007

Au cours de la période couverte par la présente ÉMÉ, l'offre suffira à répondre à la demande intérieure dans toutes les régions du Canada. Cependant, des mesures devront être prises rapidement pour veiller à son adéquation dans l'avenir. Plusieurs régions ont choisi de produire de l'électricité avec du gaz naturel plutôt que d'implanter de grands projets hydroélectriques, des centrales nucléaires ou des centrales au charbon. La hausse et la volatilité des prix du gaz naturel font en sorte qu'elles réexaminent leurs stratégies de mise en valeur de la production au gaz naturel. La diversification des sources d'énergie, y compris les énergies renouvelables, ainsi que l'accroissement des échanges interrégionaux et les initiatives de gestion axée sur la demande feront vraisemblablement partie des solutions à long terme. Outre les centrales au gaz naturel, la remise à neuf et la construction de centrales nucléaires, conjuguées à la mise en valeur du charbon épuré, représentent d'autres options. Enfin, il pourrait se révéler nécessaire que les gouvernements et le secteur privé établissent des partenariats en vue de faciliter les percées technologiques qui rendront ces options réalisables sur le plan commercial et acceptables pour la population.

Les énergies renouvelables et de remplacement ainsi que la gestion axée sur la demande seront appelées à jouer un rôle plus important pour résoudre les enjeux liés à la qualité de l'air et à l'adéquation de la demande

L'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de remplacement, surtout l'éolien, prend une importance croissante. Parmi les facteurs contributifs, on note l'établissement de normes régionales relatives au portefeuille d'énergie renouvelable, des incitatifs tels que le programme Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ), la prise d'effet du *Protocole de Kyoto* et les préoccupations au sujet de la qualité de l'air. En plus de produire des avantages directs pour l'environnement, l'énergie verte pourrait contribuer à la création d'industries manufacturières et de services.

À l'heure actuelle, la plupart des sources d'énergie renouvelable et de remplacement sont plus coûteuses que les sources d'électricité thermique; cependant, une telle comparaison ne tient pas compte des effets environnementaux externes (p. ex., ceux qui sont liés à la production thermique), lesquels ne sont pas entièrement reflétés dans les prix de l'énergie. Qui plus est, le coût de nombreuses énergies renouvelables et de remplacement continue de baisser par suite d'innovations technologiques. En outre, la population et l'industrie de l'électricité estiment de plus en plus que la gestion axée sur la demande fait partie des solutions qui contribueront à résoudre les enjeux liés à l'adéquation de l'offre. L'absence de signaux de prix clairs, qui favoriseraient les économies d'énergie et l'utilisation efficace de l'électricité, comptent parmi les entraves au succès des programmes de gestion axée sur la demande.

L'incertitude pourrait retarder les investissements opportuns et l'aménagement de nouvelles infrastructures

L'incertitude qui règne dans plusieurs provinces au sujet de la structure changeante des marchés, du manque de règles de tarification précises, du prix des combustibles et de l'incidence des initiatives environnementales pourrait avoir des effets à long terme sur l'adéquation de l'offre. D'autre part,

la résistance générale des parties susceptibles d'être touchées par l'aménagement de nouvelles installations, ou l'effet de ce qu'on appelle communément « pas dans ma cour » (PDMC), est souvent la raison invoquée pour expliquer les retards dans l'obtention des permis de construction. Du point de vue de l'aménagement des infrastructures, cette incertitude contribue à hausser le risque, à entraîner des retards et à accroître le coût des investissements dans les nouvelles technologies et infrastructures.

Toutes les régions sont aux prises avec des facteurs qui exerceront des pressions à la hausse sur les prix de l'électricité

Les consommateurs canadiens continueront de subir les effets des pressions à la hausse sur les prix de l'électricité. Les prix des combustibles, l'aménagement d'installations de production plus coûteuses et les coûts liés à l'amélioration des réseaux de transport et de distribution sont au nombre des facteurs qui influent sur les prix. L'électricité étant souvent perçue comme un service essentiel par la population, la motivation politique est d'en réglementer le prix pour le rendre acceptable aux yeux des consommateurs. Il est possible que des prix réglementés ne suscitent pas une réponse appropriée de la part des investisseurs et des consommateurs. Le besoin de veiller à l'adéquation de l'offre et à la durabilité de l'environnement influe sur les décisions à l'égard de ce qui représente un prix acceptable ou raisonnable. En informant les consommateurs à ce sujet, et en leur communiquant les choix qui en découlent, on pourrait les aider à comprendre les raisons à l'origine des hausses de prix.

Les Canadiens continuent de bénéficier des exportations et importations; il y aurait lieu d'étudier plus à fond les possibilités de transferts d'électricité interprovinciaux

Dans des conditions normales d'exploitation, l'interconnexion des réseaux de transport régionaux favorise les échanges et contribue à en assurer la fiabilité. Pour des raisons géographiques et économiques, les interconnexions sont plus nombreuses dans l'axe nord-sud, entre les provinces et les États américains limitrophes. Elles ont permis aux provinces exportatrices de produire des revenus en périodes de capacité excédentaire et d'acheter de l'électricité durant les périodes creuses ou lorsque la production intérieure ne suffit pas à répondre à la demande. L'examen de l'Office laisse entrevoir que les échanges nord-sud continueront de produire des résultats avantageux.

Quoique d'importants transferts d'électricité interprovinciaux surviennent dans certaines régions, traditionnellement, les provinces ont eu tendance à alimenter leurs propres marchés, ce qui a contribué à limiter l'ampleur des transferts interprovinciaux. L'idée d'établir des interconnexions est-ouest, ou un « réseau électrique est-ouest », au Canada, a été avancée à quelques reprises dans le passé, mais, en règle générale, elle n'a pas été considérée comme une option économiquement attrayante. De récentes initiatives régionales telles que l'*Initiative de transfert d'énergie propre* (ITÉP) adoptée par le Manitoba et l'Ontario, et d'autres projets interprovinciaux éventuels, donnent à penser que des occasions précises pourraient maintenant se présenter.

En tirant ses conclusions pour la présente ÉMÉ, l'Office a cerné cinq aspects au sujet desquels il pourrait formuler des recommandations : clarté et prévisibilité de la politique; tarification de l'électricité; nécessité de diversifier les sources de production; incitatifs concernant les énergies renouvelables et de remplacement; expansion des interconnexions est-ouest. L'Office serait heureux de fournir d'autres avis en vue de renseigner davantage les responsables des politiques selon l'intérêt qui sera manifesté.

Introduction

Dans le cadre de son mandat de réglementation, l'ONÉ surveille en permanence l'offre et la demande de produits énergétiques au Canada dans les marchés intérieurs et d'exportation. Il lui incombe aussi d'informer la population canadienne au sujet des changements qui surviennent dans le secteur de l'énergie. Un sondage, et les discussions ultérieures, que l'ONÉ a tenus récemment auprès de ses parties prenantes ont révélé qu'en plus de ses évaluations à long terme, l'Office devrait produire des évaluations à court et à moyen terme des marchés de l'énergie.

Les exportations d'électricité, les lignes internationales de transport d'électricité et la sûreté nucléaire relèvent de la compétence du gouvernement fédéral. Le Parlement peut établir qu'une ligne interprovinciale de transport d'électricité est assujettie à la réglementation fédérale au même titre qu'une ligne internationale. La production, le transport et la distribution de l'électricité sont du ressort des provinces et des territoires.

La présente ÉMÉ, intitulée *Perspectives du marché de l'électricité, 2005-2006*, est la plus récente d'une série d'évaluations du secteur canadien de l'électricité. En plus d'informer les Canadiens au sujet des changements survenus récemment dans le marché de l'électricité, cette ÉMÉ fait état des perspectives à court terme concernant l'offre, les échanges et les prix, examine les défis qui confrontent actuellement l'industrie et cerne les enjeux émergents.

Le chapitre deux traite des marchés de l'électricité au Canada selon une perspective nationale. Il met en relief les principaux facteurs qui influent sur les tendances actuelles et à court terme concernant la production, la demande et la gestion axée sur la demande, l'agrandissement des infrastructures, ainsi que les échanges interprovinciaux et internationaux. Le lecteur y trouvera aussi une mise à jour sur les activités de restructuration dans le secteur canadien de l'électricité. Bien que cette ÉMÉ vise essentiellement la période 2005-2006, elle examine aussi les enjeux actuels susceptibles d'avoir des répercussions à long terme sur le secteur de l'électricité au Canada. Également, même si elle met l'accent sur les faits nouveaux dans le secteur canadien de l'électricité, elle prend en considération la nature interconnectée du réseau électrique nord-américain.

Le chapitre trois décrit la structure de l'industrie et examine l'évolution des marchés, les perspectives et les enjeux pour chaque province et territoire à court terme. Enfin, le chapitre quatre présente un certain nombre d'observations et de recommandations.

La présente ÉMÉ est le fruit d'analyses détaillées réalisées par l'Office et elle intègre des renseignements obtenus auprès de parties intéressées, notamment d'organismes gouvernementaux, de producteurs d'électricité, de groupes environnementaux, de consommateurs d'électricité et d'associations de défense de l'intérêt public. Ces consultations ont permis à l'Office de connaître le point de vue de ses parties prenantes sur le secteur de l'électricité dans les diverses régions du pays, et au personnel de l'Office d'avoir une vue d'ensemble du marché canadien de l'électricité. L'Office est reconnaissant des renseignements et commentaires qui lui ont été communiqués.

VUE D'ENSEMBLE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

Sous l'impulsion de la croissance économique et de l'utilisation accrue de l'électricité dans les foyers et les bureaux, la demande d'électricité au Canada continue de croître. Dans certaines provinces et territoires, la demande a enregistré des pointes sans précédent au cours des deux dernières années. Dans le passé, les principaux fournisseurs d'électricité étaient des services publics à intégration verticale qui appartenaient à des intérêts privés ou à des sociétés d'État provinciales. Pour répondre à la demande croissante, ils construisaient de grandes centrales électriques. En règle générale, les services publics aménageaient des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, au Manitoba et au Québec; des centrales hydroélectriques, au charbon et à l'énergie nucléaire en Ontario; et des centrales au charbon en Alberta, en Saskatchewan, en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick.

L'offre varie d'un bout à l'autre du pays en fonction des circonstances régionales et des conditions des marchés. Au cours des deux à trois dernières années, certaines provinces telles que l'Alberta ont bénéficié de marges de réserve élevées, tandis que d'autres, comme le Québec et le Manitoba, ont fait face à un resserrement de l'offre. De plus, la panne d'électricité du 14 août 2003 a clairement démontré la nécessité d'assurer la fiabilité du réseau électrique interconnecté.

Les conditions d'investissement nécessaires au renforcement de l'offre en vue de répondre à la demande croissante sont plus problématiques. L'aménagement d'installations de production et de transport est une entreprise à fort coefficient de capital, et les investisseurs recherchent des structures et des règles de marché stables. De plus, les grands projets suscitent de plus en plus l'intérêt et les préoccupations du public, et les investisseurs doivent s'assurer qu'ils répondent aux besoins en électricité et aussi qu'ils satisfont aux normes de qualité environnementale. De nombreuses régions sont aux prises avec des choix difficiles qui concernent, par exemple, les investissements dans de nouvelles installations de production et de transport, l'élaboration de stratégies pour faire en sorte que les nouvelles installations ne nuiront pas à l'intégrité de l'environnement ou l'établissement de politiques de prix appropriées.

2.1 Perspectives pour 2005-2006

Adéquation de l'offre

Au cours de la période 2005-2006 couverte par la présente ÉMÉ, la production dans toutes les régions devrait suffire à alimenter les charges requises dans chaque marché provincial et territorial. Les perspectives sont toutefois incertaines en ce qui concerne les taux de croissance économique et la sévérité des conditions climatiques, qui risquent d'avoir des répercussions sur la consommation d'électricité, et les niveaux de précipitation inhabituels ainsi que les arrêts imprévus de centrales, qui pourraient nuire à la production. Certaines provinces étudient actuellement la façon dont elles répondront à la demande croissante au-delà de 2006. On s'attend à ce que plusieurs provinces

prennent des décisions majeures au cours des deux prochaines années à l'égard de l'offre et de la consommation d'électricité en vue de répondre à leurs besoins futurs. Ces décisions concernent notamment le rôle de l'énergie nucléaire au Nouveau-Brunswick, le retrait progressif des centrales au charbon en Ontario, la mise en chantier d'un projet hydroélectrique dans le cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador, et l'établissement de normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable (NPER) dans plusieurs provinces. Les choix que les provinces feront bientôt détermineront la composition de l'infrastructure de production future au Canada.

L'infrastructure canadienne de services publics vieillit. La durée économique d'un grand nombre d'installations tire à sa fin, tandis que d'autres doivent être remplacées ou remises à neuf. Comme le processus de mise en exploitation de nouvelles installations de production et de transport est très long, il importe d'élaborer des stratégies d'implantation de ces actifs durant la période couverte par la présente ÉME[2]. Dans la plupart des régions, l'implantation de nouvelles installations de production ou de nouveaux couloirs de transport est de plus en plus difficile en raison de l'opposition éventuelle de la population pour des raisons de sécurité ou de protection de l'environnement.

Échanges internationaux

Le Canada est un exportateur net d'électricité vers les États-Unis. Surtout du fait de la disponibilité de ressources hydrauliques à bon marché, les échanges procurent des avantages commerciaux aux deux pays en plus de leur permettre de rehausser la fiabilité de leur service d'électricité. L'initiative la plus importante prise par les États-Unis à titre de complément au commerce interrégional a été l'ouverture obligatoire des réseaux de transport au marché de gros.

Depuis qu'elle a délivré l'ordonnance 2000 en 1999, la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC) soutient que la création d'organisations de transport régionale (OTR) est le mécanisme qui favorisera l'ouverture des marchés de gros à la concurrence, ce qui permettra aux consommateurs américains d'obtenir de l'électricité à prix plus bas auprès d'autres régions. La FERC n'est investie d'aucun droit de regard sur le Canada, mais ses politiques ont une incidence sur les entités canadiennes qui font des échanges avec les États-Unis.

Durant la période allant de 1994 à 2003, les exportations d'électricité ont généralement été de l'ordre de 35 000 à 45 000 GWh par année. Ces dernières années, les exportations ont affiché une tendance à la baisse (figure 2.1), principalement en raison de la croissance de la demande intérieure et des précipitations inférieures à la moyenne dans les provinces où l'énergie hydroélectrique domine, tandis que les importations ont eu tendance à progresser afin de combler l'insuffisance temporaire de l'offre dans certaines régions. Par exemple, bien que la majorité des exportations canadiennes proviennent habituellement des provinces qui produisent de l'hydroélectricité, certaines d'entre elles ont été des importateurs nets en 2003-2004 en raison de leur faible niveau de réserves hydriques. En 2004, les exportations ont représenté moins de 5 % de la production nationale, comparativement à la moyenne historique, qui oscille entre 7 et 9 %. Les exportations nettes, provenant surtout du Québec et du Manitoba, sont passées de 5 700 GWh en 2003 à 10 400 GWh en 2004. En supposant un retour à des précipitations normales, on devrait assister à la reprise continue des exportations nettes en 2005 et en 2006. Après 2006, à défaut d'investissements dans les installations de production et de transport, les exportations pourraient être limitées en raison d'un manque de production excédentaire, et certaines régions pourraient être obligées de recourir aux importations pour satisfaire leur demande intérieure.

2 Selon le type de production choisi, il faut prévoir un délai de construction de deux à dix ans.

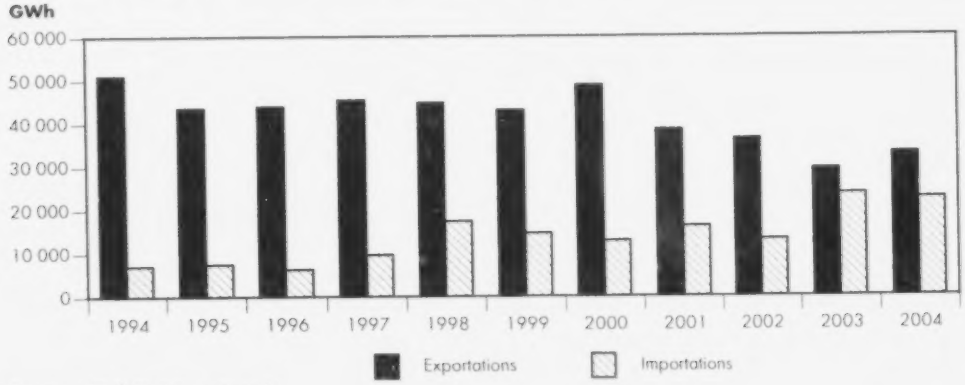
Prix de l'électricité

Les prix de l'énergie ont été élevés et volatils ces dernières années, surtout en ce qui concerne le pétrole, le gaz naturel et, à un moindre degré, le charbon importé. Dans certaines provinces qui produisent surtout de l'électricité thermique (p. ex., la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, Terre-Neuve-et-Labrador) les prix de l'électricité ont augmenté de près de 10 % en raison de la hausse des prix des combustibles. Les provinces où l'hydroélectricité domine (le Québec, le Manitoba, la Colombie-Britannique) ont quant à elles subi des hausses de prix modestes attribuables à l'augmentation de leurs frais d'exploitation. Au Canada, les prix de l'électricité varient considérablement selon les régions, et ils sont généralement inférieurs à ceux des marchés américains avoisinants (figure 2.2).

Dans de nombreuses régions, les abonnés ont tiré profit des actifs de production et de transport patrimoniaux existants. Dans la plupart des cas, ceux-ci sont en grande partie amortis. À mesure

FIGURE 2.1

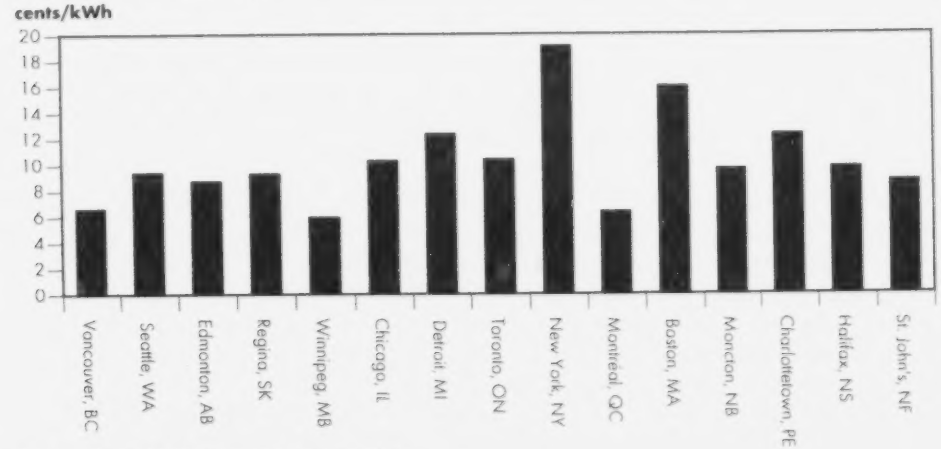
Total des échanges internationaux d'électricité au Canada



Sources : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 2.2

Prix de l'électricité dans le secteur résidentiel nord-américain en 2004 (toutes taxes exclues)



Source : Hydro-Québec; prix en dollars canadiens

que la capacité de ces actifs sera pleinement utilisée, il sera nécessaire d'aménager de nouvelles installations. Ces investissements supplémentaires exerceront des pressions à la hausse sur les prix de l'électricité.

La hausse de la production d'électricité au gaz naturel a entraîné une certaine convergence des prix du gaz naturel et de ceux de l'électricité (figure 2.3). Le faible écart entre l'offre et la demande de gaz naturel exercera des pressions à la hausse sur les prix de l'électricité à court terme. Une augmentation des approvisionnements en gaz naturel, résultant éventuellement de l'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) et, à moyen terme, de la mise en valeur des champs de gaz dans le Nord, pourrait atténuer ces pressions. Au Canada Atlantique, de fortes hausses des prix du pétrole et du charbon ont donné lieu récemment à une augmentation des coûts de production et, par conséquent, des prix de l'électricité.

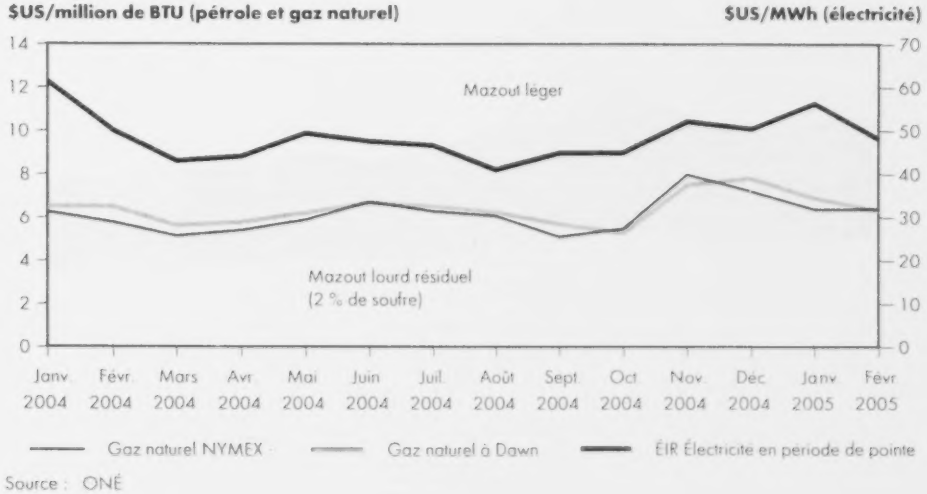
Bien que les percées technologiques aient contribué à réduire considérablement les coûts au cours des deux dernières décennies, le fait que l'on prévoie inclure les énergies renouvelables et de remplacement dans les portefeuilles d'approvisionnement régionaux pourrait aussi se traduire par des pressions à la hausse sur les prix, par exemple sous l'effet combiné du déplacement de nouvelles ressources thermiques, des coûts d'aménagement d'installations de transport supplémentaires et du besoin d'agrandir les réserves d'exploitation. Dans l'ensemble, les avantages pour l'environnement et la diversification des portefeuilles d'approvisionnement régionaux pourraient compenser la hausse des coûts.

2.2 Élaboration de la politique

Pour ce qui est de l'élaboration de la politique de l'électricité et du régime de surveillance réglementaire, les exportations d'électricité, les lignes internationales de transport d'électricité et certaines lignes interprovinciales désignées sont du ressort du gouvernement fédéral, tandis que les provinces et territoires, dans leurs limites respectives, ont compétence sur la production, le transport et la distribution d'électricité, y compris les initiatives de restructuration et les prix de l'électricité.

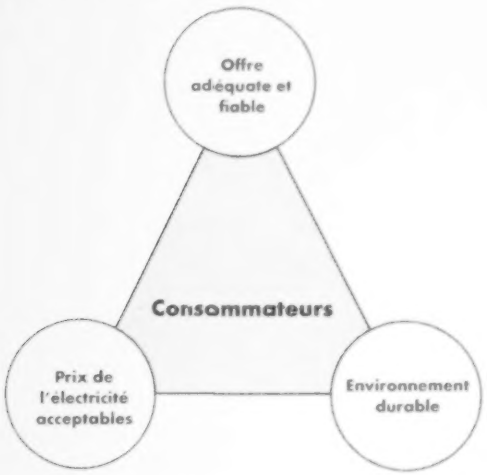
FIGURE 2.3

Comparaison des prix de l'énergie



Source : ONÉ

Objectifs clés de la politique



Dans la plupart des provinces, des sociétés d'État exploitaient les services publics, qui représentaient des outils de développement régional et économique. La composition des actifs de production d'électricité variait selon les provinces et dépendait largement des ressources disponibles et des objectifs respectifs de leur gouvernement. En règle générale, les régions qui disposent de ressources hydriques abondantes et qui sont en mesure de stocker de l'eau ont pu maintenir les prix bas dans leur marché intérieur et produire des revenus d'exportation.

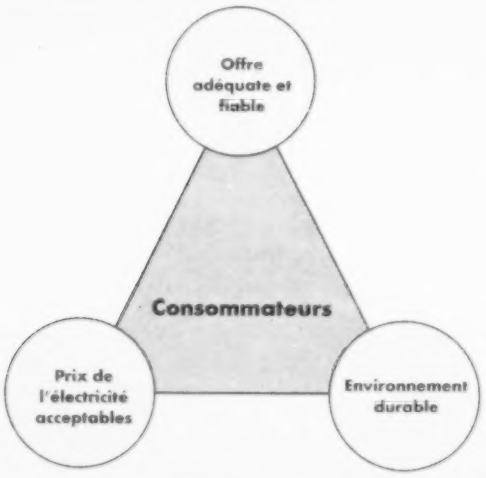
La demande d'électricité croissante, la hausse des prix des combustibles fossiles et le vieillissement de l'infrastructure d'électricité ont fait en sorte que l'adéquation de l'offre et la fiabilité sont devenues des enjeux de taille. De plus, du fait d'un choix de société pour un environnement plus sain, on a institué des normes environnementales plus rigoureuses, et les consommateurs s'inquiètent de la hausse des prix de l'énergie. Par suite de l'évolution des conditions des marchés, et afin de répondre aux besoins des consommateurs, la plupart des provinces travaillent à l'élaboration de stratégies en matière d'énergie et, dans certains cas, à la rédaction de lois connexes. Bien que les stratégies diffèrent d'une région à l'autre, la plupart visent, à divers degrés, une combinaison des objectifs clés qui suivent : offre adéquate et fiable; environnement durable; prix de l'électricité acceptables (figure 2.4). Compte tenu des compromis que pourrait susciter la poursuite de ces objectifs, la politique de l'énergie doit être élaborée suivant une démarche équilibrée.

2.3 Restructuration

Au cours de la dernière décennie, de nombreux États américains et provinces canadiennes ont restructuré leurs marchés de l'électricité à divers degrés. Dans la structure traditionnelle, un service public à intégration verticale assume les services de transport, de production et de distribution dans une même zone de desserte, et il a souvent un accès limité aux autres marchés. Les consommateurs paient des prix approuvés par les organismes de réglementation, principalement en fonction du coût du service. La restructuration des marchés vise à séparer, ou à dégrouper, ces trois fonctions ainsi qu'à favoriser la concurrence dans les secteurs de la production, de la vente en gros et de la vente au détail. On s'entend généralement pour dire que la concurrence favorisera l'efficience des marchés et entraînera une diminution des coûts. L'accès aux marchés de gros permet aux sociétés de distribution locales ou à d'autres grands acheteurs d'utiliser les réseaux de transport pour acheter de l'électricité auprès de la source de production la plus concurrentielle. Enfin, l'accès aux marchés de détail pourrait être économiquement avantageux pour les consommateurs, qui bénéficieraient d'un plus grand choix de fournisseurs.

Le degré de restructuration au Canada varie d'une bout à l'autre du pays (figure 2.5). Les restructurations les plus importantes ont été réalisées en Alberta et en Ontario. La Colombie-Britannique, la Saskatchewan, le Québec et le Nouveau-Brunswick donnent pour leur part libre accès à leur marché de gros, et libre accès à leur marché de détail pour leurs grands consommateurs industriels. Au Manitoba, seul le marché de gros est ouvert à la concurrence. La restructuration n'est

Objectifs clés de la politique



Dans la plupart des provinces, des sociétés d'État exploitaient les services publics, qui représentaient des outils de développement régional et économique. La composition des actifs de production d'électricité variait selon les provinces et dépendait largement des ressources disponibles et des objectifs respectifs de leur gouvernement. En règle générale, les régions qui disposent de ressources hydriques abondantes et qui sont en mesure de stocker de l'eau ont pu maintenir les prix bas dans leur marché intérieur et produire des revenus d'exportation.

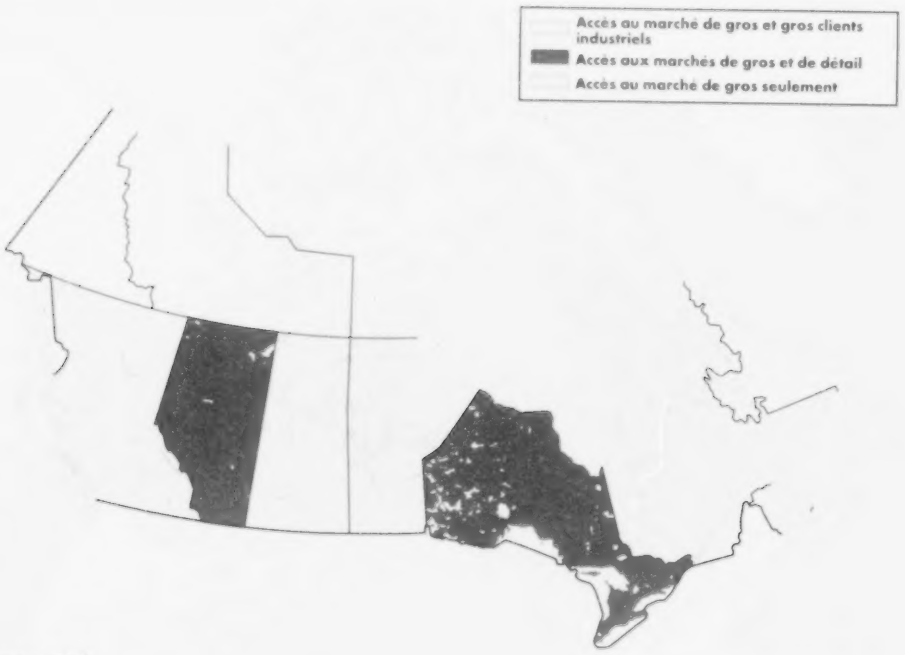
La demande d'électricité croissante, la hausse des prix des combustibles fossiles et le vieillissement de l'infrastructure d'électricité ont fait en sorte que l'adéquation de l'offre et la fiabilité sont devenues des enjeux de taille. De plus, du fait d'un choix de société pour un environnement plus sain, on a institué des normes environnementales plus rigoureuses, et les consommateurs s'inquiètent de la hausse des prix de l'énergie. Par suite de l'évolution des conditions des marchés, et afin de répondre aux besoins des consommateurs, la plupart des provinces travaillent à l'élaboration de stratégies en matière d'énergie et, dans certains cas, à la rédaction de lois connexes. Bien que les stratégies diffèrent d'une région à l'autre, la plupart visent, à divers degrés, une combinaison des objectifs clés qui suivent : offre adéquate et fiable; environnement durable; prix de l'électricité acceptables (figure 2.4). Compte tenu des compromis que pourrait susciter la poursuite de ces objectifs, la politique de l'énergie doit être élaborée suivant une démarche équilibrée.

2.3 Restructuration

Au cours de la dernière décennie, de nombreux États américains et provinces canadiennes ont restructuré leurs marchés de l'électricité à divers degrés. Dans la structure traditionnelle, un service public à intégration verticale assume les services de transport, de production et de distribution dans une même zone de desserte, et il a souvent un accès limité aux autres marchés. Les consommateurs paient des prix approuvés par les organismes de réglementation, principalement en fonction du coût du service. La restructuration des marchés vise à séparer, ou à dégrouper, ces trois fonctions ainsi qu'à favoriser la concurrence dans les secteurs de la production, de la vente en gros et de la vente au détail. On s'entend généralement pour dire que la concurrence favorisera l'efficience des marchés et entraînera une diminution des coûts. L'accès aux marchés de gros permet aux sociétés de distribution locales ou à d'autres grands acheteurs d'utiliser les réseaux de transport pour acheter de l'électricité auprès de la source de production la plus concurrentielle. Enfin, l'accès aux marchés de détail pourrait être économiquement avantageux pour les consommateurs, qui bénéficieraient d'un plus grand choix de fournisseurs.

Le degré de restructuration au Canada varie d'une bout à l'autre du pays (figure 2.5). Les restructurations les plus importantes ont été réalisées en Alberta et en Ontario. La Colombie-Britannique, la Saskatchewan, le Québec et le Nouveau-Brunswick donnent pour leur part libre accès à leur marché de gros, et libre accès à leur marché de détail pour leurs grands consommateurs industriels. Au Manitoba, seul le marché de gros est ouvert à la concurrence. La restructuration n'est

État de la restructuration au 1er avril 2005



Source : ONÉ

pas statique : on continue de modifier la politique en vue de favoriser la concurrence, d'augmenter les choix pour les consommateurs et d'améliorer les règles des marchés. Bien que ces changements visent l'amélioration des conditions des marchés, certains craignent que des changements fréquents découragent les investissements. Dans nombre de provinces et territoires, on se demande si la restructuration produira les effets escomptés.

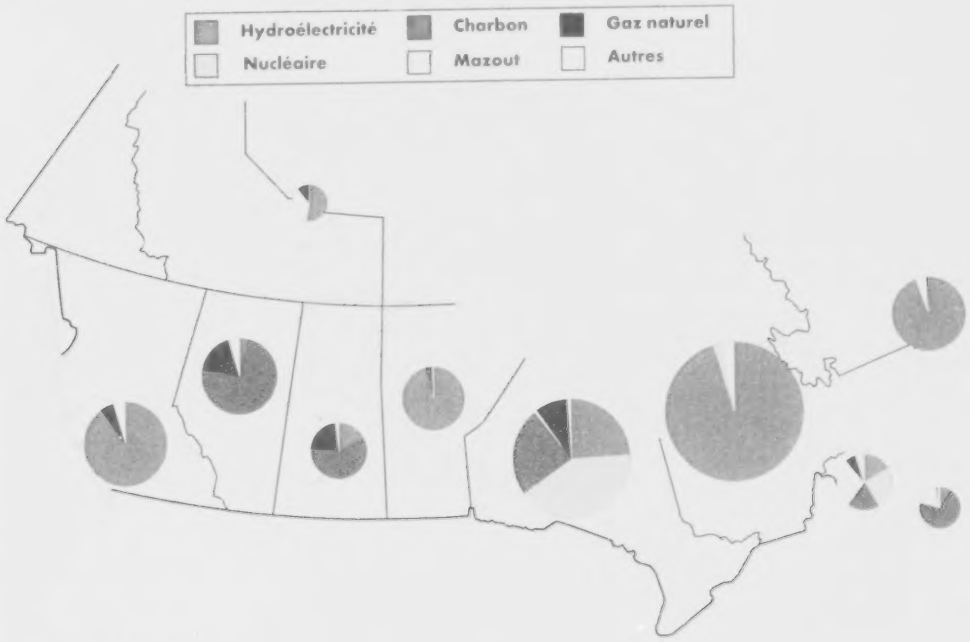
Plusieurs provinces ont ouvert le secteur de la production à la concurrence et ont établi un tarif d'accès ouvert au réseau de transport (TAORT). Ainsi, les producteurs d'électricité indépendants (PEI) sont en mesure de soumissionner l'aménagement de nouvelles sources de production et d'utiliser les installations de transport pour accéder aux marchés de gros. Dans nombre de régions, les PEI et les TAORT ont été incorporés à une structure dont beaucoup de caractéristiques demeurent celles d'un marché à intégration verticale.

2.4 Enjeux clés pour l'industrie

Adéquation de l'offre

Les services publics d'électricité canadiens ont pour défi de veiller à ce que les infrastructures de production et de transport suffisent à alimenter les charges de consommation croissantes. L'aménagement régional des actifs d'électricité dépend largement des ressources disponibles. Au Canada, la production hydroélectrique est concentrée en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador. L'électricité produite en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, dans les provinces Maritimes et dans les Territoires-du-Nord-Ouest est en grande partie d'origine thermique (figure 2.6), tandis que l'énergie nucléaire représente une part importante de la

Production canadienne selon le type de combustible en 2003



Source : Statistique Canada

production en Ontario et au Nouveau-Brunswick. Dans la plupart des régions toutefois, l'électricité au gaz naturel, issue de la cogénération ou d'installations autonomes, est de plus en plus courante.

Les centrales hydroélectriques, au charbon ou nucléaires traditionnelles requièrent d'importants investissements en capitaux et de longs délais de construction, mais leurs frais d'exploitation sont généralement faibles. Les centrales au gaz naturel exigent habituellement des investissements initiaux moins élevés ainsi que des délais de construction moins longs. Cependant, les prix du gaz sont plus élevés et peuvent être plus volatils. La plupart des régions doivent maintenant envisager des solutions plus coûteuses, ou l'importation, pour veiller à l'adéquation de l'offre à court et à long terme. La construction d'installations de production supplémentaires contribuera à accroître les tarifs pour les utilisateurs finals.

L'adéquation de l'infrastructure de transport est aussi un facteur vital de la fiabilité du service d'électricité et de la concrétisation des avantages économiques qui découlent de l'exploitation optimale. En certains endroits (p. ex., l'Alberta et l'Ontario), on a déterminé que de nouvelles installations de transport étaient requises. Dans un grand nombre de régions, l'industrie, les gouvernements et les fournisseurs de services de transport procèdent à l'élaboration d'un cadre visant à résoudre les incertitudes liées au transport. Cependant, il faut aussi tenir compte du fait que les projets d'infrastructure de production et de transport nécessitent souvent des investissements importants, et qu'en construisant des centrales électriques à proximité des centres de consommation, on réduit les besoins de transport.

Gestion axée sur la demande

Gestion axée sur la demande

La gestion axée sur la demande (GAD) ainsi que la réaction de la demande (RD) sont d'autres stratégies qui visent la satisfaction des besoins des consommateurs. On s'entend généralement pour dire que, dans une certaine mesure, il en coûte moins pour réduire un kWh au moyen de ces méthodes que pour produire un kWh supplémentaire. Cependant, les services publics ne sont pas nécessairement intéressés à promouvoir les programmes d'économie d'énergie, car ces derniers pourraient avoir une incidence négative sur leurs ventes et leurs revenus. À certains endroits, on croit de plus en plus qu'en laissant les forces de l'offre et de la demande dicter les tarifs en fonction de la valeur marchande, on favorisera l'utilisation efficiente de l'électricité. Ailleurs, on a instauré la tarification au compteur horaire, et la plupart des régions poursuivent des initiatives de GAD et de RD. Ces dernières s'adressent généralement aux grands consommateurs. Pour ce qui concerne ceux du secteur résidentiel, on vise maintenant à leur offrir des programmes d'économie d'énergie, de sensibilisation et de tarification horaire.

Bien que les coûts de l'électricité puissent représenter une charge importante pour les consommateurs commerciaux et industriels, ils le sont beaucoup moins dans le budget des ménages. C'est pourquoi certains estiment que, fréquemment, les prix ne sont pas assez élevés pour inciter les consommateurs résidentiels à économiser l'énergie. En règle générale, ces consommateurs ne reçoivent pas de signaux de prix, ce qui rend la mise en oeuvre de programmes de RD résidentiels difficile.

Production verte

Le secteur canadien de l'électricité produit 20 % environ des émissions de gaz à effet de serre (GES), qui varient selon la technologie de production employée. La production au nucléaire ne libère aucun GES, tandis que la production hydroélectrique en produit peu. Quant à la production thermique, elle

Programmes de gestion axée sur la demande (GAD) et de réaction de la demande (RD)

Les programmes de GAD ont vu le jour afin d'inciter les consommateurs aux économies d'électricité et à privilégier les créneaux hors des périodes de pointe. Ces programmes portent notamment sur la formation des utilisateurs, la promotion d'appareils ménagers et d'autres dispositifs éconergiques ainsi que les vérifications de la consommation d'énergie. Certains programmes de GAD sont de nature incitative, par exemple en offrant des remises aux clients qui se procurent des appareils d'éclairage à haut rendement énergétique.

Les programmes de RD visent les clients qui profitent de la souplesse voulue afin de privilégier les créneaux hors des périodes de pointe ou de réduire leur consommation en réaction à certains signaux de prix. Auparavant, les programmes de RD ciblaient les clients d'une certaine envergure et comprenaient habituellement des dispositions tarifaires leur permettant de rentabiliser la modification de leurs habitudes de consommation. Même si c'est toujours le cas, l'application des programmes de RD s'est désormais élargie pour englober des clients de moindre importance. Des compteurs horaires et à péage ont été mis à l'essai ou leur utilisation est envisagée à certains endroits.

Les compteurs horaires, qu'on appelle aussi parfois compteurs intelligents, permettent de répartir l'énergie consommée selon différentes périodes au cours de la journée et d'appliquer des tarifs structurés de telle manière à tenir compte de cette répartition, qui reflète mieux les coûts réels. Par exemple, les prix exigés pour l'électricité pourraient varier selon celle des trois périodes de la journée où elle est utilisée : en période de pointe, en période de faible utilisation et en période intermédiaire.

Le système des compteurs à péage donne la possibilité aux clients de suivre leur consommation d'électricité. Ainsi, les consommateurs paient d'avance pour leur électricité et le compteur, installé chez eux, leur permet de voir combien d'énergie est consommée et d'en connaître le prix, en fonction de la tarification réglementée pour le coût du service. Pour la plupart, les compteurs à péage permettent la tarification horaire, de sorte qu'à la longue, les programmes qui en prévoient l'utilisation pourraient se transformer en programmes tenant compte du temps d'utilisation.

représente une importante source d'émissions de GES, le charbon et le pétrole étant plus polluants que le gaz naturel. Compte tenu du fait que la composition des moyens de production diffère suivant les régions, les nouvelles normes d'émissions de GES, qui deviendront un coût économique, risquent de susciter des défis supplémentaires dans les régions dotées d'installations thermiques, tandis que celles qui produisent de l'hydroélectricité pourraient en bénéficier.

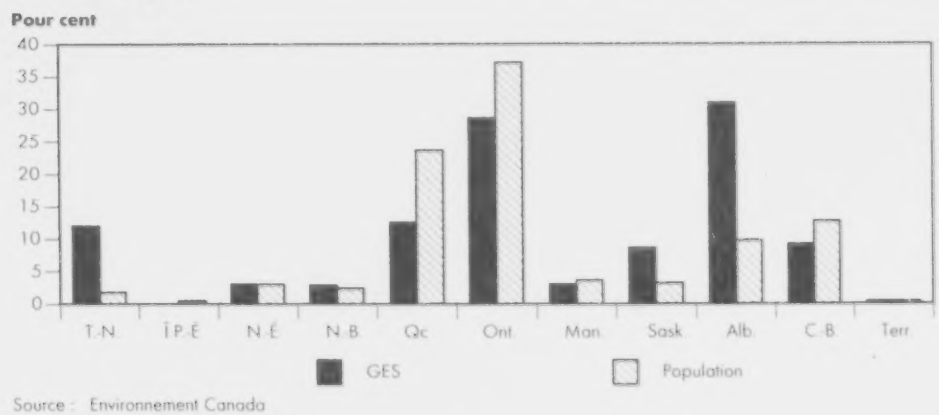
Par rapport à leur proportion de la population canadienne, l'Alberta et la Saskatchewan produisent davantage de GES en raison, en partie, de leurs industries pétrolières et gazières et de leurs centrales au charbon (figure 2.7). Cela sous-entend que, par habitant, ces provinces pourraient être obligées de réduire radicalement leurs émissions de GES ou de mettre en oeuvre d'autres stratégies à cet effet. En revanche, les provinces où l'énergie hydroélectrique domine, telles que la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec, émettent moins de gaz à effet de serre par habitant, de sorte qu'elles pourraient tirer parti des normes d'émission en vendant de l'électricité « propre » ou en échangeant des crédits de réduction des émissions avec des régions qui produisent davantage de GES.

Le *Protocole de Kyoto* est entré en vigueur le 16 février 2005. Cependant, les gouvernements et l'industrie avaient déjà pris des mesures pour s'attaquer au changement climatique et améliorer leur performance environnementale. Les producteurs d'électricité ont réalisé des percées dans les domaines des technologies peu polluantes, de l'efficacité énergétique, de l'électricité renouvelable émergente et des méthodes de compensation. Par l'entremise de la Canadian Clean Power Coalition (CCPC), l'industrie et les gouvernements se sont associés pour mener des travaux de recherche sur les technologies du charbon épuré, mettre au point ces technologies et démontrer leur viabilité commerciale. De plus, la plupart des régions ont élaboré des normes obligatoires ou facultatives de portefeuille d'énergie renouvelable, qui favorisent l'expansion de la production verte à l'aide de l'énergie éolienne, de la biomasse et de petites centrales hydroélectriques. Grâce au programme fédéral Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ), dont les objectifs ont été quadruplés à 4 000 MW, et à des initiatives régionales telles que les appels de propositions lancés par Hydro-Québec, la mise en valeur de l'énergie éolienne augmente considérablement.

Dans son budget du 23 février 2005, le gouvernement fédéral a exposé l'orientation de sa politique et a instauré des mesures de réduction des émissions de GES, dont le Fonds éco-net, qui vise à appuyer les projets verts; un nouveau système d'échange des émissions; ainsi que d'autres incitatifs visant à appuyer la production éolienne et à promouvoir d'autres énergies renouvelables telles que la biomasse

FIGURE 2.7

Émissions de gaz à effet de serre et population exprimées en pourcentage du total canadien (2000)



Source : Environnement Canada

communiqué qu'il prévoit tenir les engagements du Canada à l'égard du *Protocole de Kyoto* et il a précisé comment les cibles formulées dans le protocole peuvent être atteintes.

Une nouvelle tendance se dessine : la participation grandissante d'un public de plus en plus averti au processus de décision, surtout lorsqu'il est question du lieu d'implantation de nouvelles installations de production et de transport. L'aménagement de centrales électriques à proximité de centres urbains peut se heurter à l'opposition de la population, soit parce qu'elle se soucie des émissions ou d'autres problèmes environnementaux potentiels associés aux grandes installations, soit en raison de l'impact visuel négatif de telles installations.

On doit s'attendre à ce que les projets de lignes de transport suscitent une forte réaction dans le public, surtout s'il est prévu de les construire à proximité d'agglomérations. De plus, les lignes de transport nécessitent l'aménagement de couloirs continus, ce qui crée d'autres enjeux environnementaux susceptibles d'avoir des effets sur la faune, la végétation, les franchissements de cours d'eau et le sol. Ces problèmes contribuent à accroître la complexité associée à l'établissement des tracés et à l'obtention des permis requis.

Production au gaz naturel

Jusqu'à tout récemment, le gaz naturel représentait le combustible de premier choix pour les nouvelles centrales. De nombreuses régions ont opté pour les centrales alimentées au gaz naturel plutôt que les centrales au charbon, nucléaires ou hydroélectriques. La croissance notable de la capacité de production au gaz naturel en Amérique du Nord est en grande partie attribuable aux facteurs suivants : des délais de construction relativement courts; de faibles prix du gaz naturel durant les années 1990; la préférence marquée pour le gaz naturel au lieu d'autres combustibles fossiles en raison de sa propreté. De plus, les centrales au gaz naturel se sont heurtées à moins d'opposition de la part de la population que les centrales nucléaires ou au charbon. Cependant, du fait des niveaux records des prix du gaz naturel et de leur volatilité accrue, on se précipite moins sur le gaz naturel. Par conséquent, nombreuses sont les régions qui réexaminent actuellement la faisabilité économique des installations au gaz naturel et l'importance qu'elles accorderont à cette option.

L'utilisation croissante du gaz naturel pour produire de l'électricité a entraîné la convergence des prix de l'électricité et du gaz naturel dans de nombreuses régions. Aussi, le transport de grandes quantités de gaz naturel peut créer de nouveaux enjeux du point de vue des infrastructures; par exemple, dans le cas où l'Ontario remplaçait plusieurs de ses centrales au charbon par des centrales au gaz naturel.

Fiabilité du service d'électricité[3]

La hausse de la demande d'électricité a stimulé les investissements dans les nouvelles installations de production, mais pas autant dans les lignes de transport. Par conséquent, le transport est soumis à un plus grand nombre de contraintes. De plus, depuis la panne d'électricité du 14 août 2003, la fiabilité du réseau de production-transport nord-américain représente une préoccupation prioritaire. Le *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le Nord-Est des États-Unis et au Canada* renferme 46 recommandations visant à rehausser la fiabilité globale du service d'électricité. Ses auteurs demandent également l'établissement de normes de fiabilité obligatoires. Un certain nombre des recommandations ont été mises en oeuvre. Aux États-Unis, où l'on a proposé la création d'une organisation de fiabilité du service d'électricité (OFSÉ) responsable d'administrer les normes de fiabilité obligatoires, aucune loi n'a encore été adoptée à cet égard. L'OFSÉ remplacera le North American Electric Reliability Council (NERC), qui gère le système de normes facultatives actuelles.

3 Le lecteur trouvera de plus amples renseignements à ce sujet dans une publication de l'Office national de l'énergie intitulée *Aperçu des cadres de gestion de la fiabilité du service d'électricité au Canada*, juin 2004.

Les Canadiens tirent des avantages des exportations et importations effectuées au moyen des lignes internationales de transport d'électricité (LIT). Les principales provinces exportatrices, où la production hydroélectrique domine pour la plupart, sont en mesure de concrétiser les possibilités d'échange en stockant de l'eau et en produisant de l'hydroélectricité au moment où les conditions économiques sont les plus avantageuses. Récemment, les régions aux prises avec de mauvaises conditions hydriques ont bénéficié de leur capacité d'importer, tant du point de vue économique que sur le plan de la fiabilité. Même dans des conditions hydriques normales, ces régions continueront de tirer des avantages supplémentaires des LIT. Compte tenu de la création d'organisations de transport régionales (OTR), la fiabilité du réseau et les possibilités économiques devraient croître.

En règle générale, les interconnexions entre les provinces sont de moindre envergure que les interconnexions nord-sud (figure 2.8). Dans certains cas, elles n'ont pas permis d'optimiser les synergies interprovinciales. Bien que l'aménagement d'un réseau électrique transcontinental serait très coûteux, l'aménagement d'installations régionales supplémentaires pourrait faire profiter des avantages combinés offerts par la production hydroélectrique et thermique, et rehausser la fiabilité grâce à la diversification de l'offre. L'Initiative de transfert d'énergie propre (ITÉP), qui vise à acheminer de l'hydroélectricité du Manitoba à l'Ontario, est un exemple de projet d'expansion des interconnexions est-ouest.

Clarté des règles régissant les prix et les investissements

Bien que l'offre d'électricité soit adéquate à l'heure actuelle, le secteur canadien de l'électricité devra consentir des investissements importants au cours des deux prochaines décennies en vue de construire de nouvelles installations de production et de transport, et d'améliorer ou de remplacer l'infrastructure existante. Il est nécessaire de favoriser un climat propice aux investissements pour garantir un approvisionnement sûr dans l'avenir. Du point de vue des investisseurs, les prix de l'électricité représentent une source de préoccupations. Comme ceux-ci sont encore largement réglementés dans plusieurs provinces et territoires, les entreprises d'électricité ne reçoivent pas de signaux de prix

Échanges d'électricité au Canada en 2004 (GWh)

Sources : ONÉ, Statistique Canada

approvisionnement sûr dans l'avenir. Du point de vue des investisseurs, les prix de l'électricité représentent une source de préoccupations. Comme ceux-ci sont encore largement réglementés dans plusieurs provinces et territoires, les entreprises d'électricité ne reçoivent pas de signaux de prix clairs, dont les fournisseurs et les consommateurs ont absolument besoin pour prendre des décisions appropriées en matière d'investissement et en ce qui concerne leur utilisation de l'électricité. Des signaux de prix confus risquent de donner lieu à des investissements inappropriés ou de retarder les décisions à cet égard. L'industrie fait aussi face à des incertitudes en raison, par exemple, des règles de marché changeantes, des interventions politiques sur le marché et des répercussions d'initiatives d'assainissement de l'air telles que le *Protocole de Kyoto*.

2.5 Résumé

Dans des conditions normales d'exploitation, en 2005-2006, l'offre d'électricité suffira à alimenter les charges croissantes. Toutefois, dès 2007, on assistera à un resserrement de l'offre dans certaines régions. Plusieurs provinces et territoires élaborent actuellement de nouvelles stratégies énergétiques en vue de concilier les objectifs concernant l'offre adéquate et fiable, l'environnement durable et les prix acceptables. Compte tenu du caractère incertain du marché, les responsables des politiques et les entreprises seront appelés à faire des choix difficiles pour concilier ces trois objectifs à court terme. Les prix à la consommation subiront des pressions à la hausse en raison, en partie, des prix des combustibles et de l'implantation de nouvelles installations de production et de transport. Les entités canadiennes et américaines continueront de tirer parti des échanges puisque les exportations se ressaisiront vraisemblablement par rapport aux faibles niveaux enregistrés ces dernières années. Le lecteur trouvera une analyse plus exhaustive et des perspectives à court terme concernant les questions ci-dessus dans les sections du rapport portant sur les provinces.

ÉVALUATION DES MARCHÉS RÉGIONAUX

3.1 Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique (C.-B.) est une région où l'énergie hydroélectrique domine. Elle profite d'interconnexions avec les États du Nord-Ouest bordés par le Pacifique (Nord-Ouest Pacifique) et avec l'Alberta. Même si l'objectif de BC Hydro, le principal service public d'électricité en C.-B., est d'être un fournisseur autosuffisant de capacité et d'énergie, cette société effectue des échanges commerciaux avec les régions raccordées à son réseau pour optimiser les avantages économiques que procurent les ressources hydroélectriques de la province.

En réaction à une demande croissante et dans l'espoir d'assurer la prospérité pouvant découler d'une électricité dont le coût est relativement faible, le ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. a élaboré une stratégie énergétique à long terme intitulée *Energy for Our Future: A Plan for BC* (plan énergétique de la C.-B.) en novembre 2002. Les pierres angulaires du plan énergétique de la C.-B. sont le maintien d'une électricité à faible prix et la conservation des principaux éléments d'actif de BC Hydro afin de disposer d'un approvisionnement sûr qui permettra de répondre aux exigences actuelles et futures, de stimuler les investissements du secteur privé et de mettre en valeur des ressources énergétiques de façon responsable pour l'environnement en évitant l'option nucléaire.

3.1.1 *Structure du marché*

La plus grande partie de la C.-B. est desservie par BC Hydro, un service public classique à intégration verticale. Le plan énergétique de la C.-B. a poursuivi dans le sens de la restructuration partielle du marché (accès au marché de gros) entreprise au milieu des années 1990. Ce plan prévoit que les producteurs d'énergie indépendants mettront en valeur de nouvelles installations de production alors que BC Hydro devra généralement se limiter à l'apport d'améliorations aux centrales existantes[4]. Le plan prévoit en outre la création d'un cadre à l'intérieur duquel les grands consommateurs d'électricité seront en mesure de choisir leur fournisseur plutôt que d'être obligés de passer par leur distributeur local traditionnel, soit BC Hydro dans la plupart des cas. À l'heure actuelle, les clients des secteurs résidentiel et commercial continuent d'être desservis par leur service public titulaire selon une structure tarifaire fondée sur les coûts.

La British Columbia Transport Corporation (BCTC) a été constituée en vertu des lois provinciales. Son rôle consiste à gérer les principaux éléments d'actif de transport d'électricité de BC Hydro en qualité d'entité indépendante de façon à assurer un accès non discriminatoire au réseau de transport à tous les participants au marché et à constituer un point de convergence pour les questions propres au transport. Cette restructuration partielle permet à la British Columbia Utilities Commission (BCUC)

4 Le plan énergétique porte notamment sur le projet d'aménagement du Site C sur la rivière de la Paix, un cas d'espèce où BC Hydro pourrait être autorisée à aménager une nouvelle installation de production hydroélectrique.

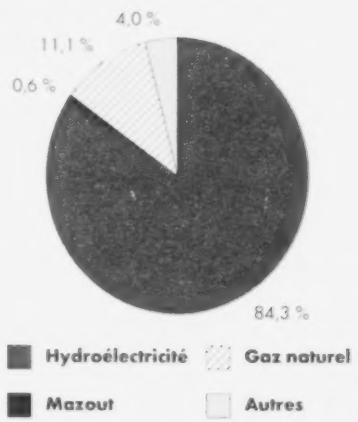
de continuer à superviser les aspects réglementaires de l'approvisionnement en électricité, de son transport et de sa distribution.

BC Hydro exploite des centrales d'une capacité approximative de 11 000 MW tandis que la tranche restante de 3 200 MW provient de FortisBC (anciennement Aquila), de producteurs d'énergie indépendants et de systèmes d'alimentation autogènes. BCTC répond à la plus grande partie des besoins à l'égard du transport, le deuxième prestataire en importance étant FortisBC. BC Hydro domine lorsqu'il s'agit de répondre aux besoins en matière de distribution. FortisBC distribue de l'électricité en certains points du centre-sud de la province. Des services publics municipaux et installations industrielles de moindre envergure permettant une production sur place comptent pour la plus grande partie de la charge restante.

BC Hydro a déposé son *2004 Integrated Electricity Plan* (IEP) en mars 2004. L'IEP présente les objectifs de BC Hydro, dans le contexte des pierres angulaires du plan énergétique de la C.-B., sous la forme d'un plan d'action visant à procurer les ressources voulues, tant pour la gestion axée sur la demande que la gestion de l'approvisionnement afin de répondre aux besoins anticipés. L'IEP se concentre sur l'objectif principal de BC Hydro, qui est d'atteindre l'autosuffisance pour les besoins énergétiques de la province.

FIGURE 3.1.1

Colombie-Britannique
Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (14 233 MW)



Source : Statistique Canada

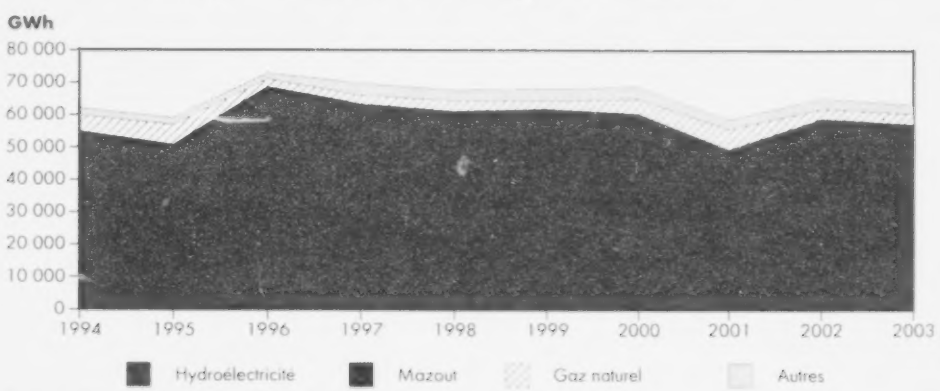
3.1.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Production

La C.-B. continue de répondre à la plus grande partie de ses engagements en énergie électrique en comptant sur ses ressources hydroélectriques (figures 3.1.1 et 3.1.2). Des technologies propres d'approvisionnement sont depuis peu utilisées, notamment de petites installations hydroélectriques, qui ont permis d'augmenter l'offre de 700 MW entre 2000 et 2003. Le degré de disponibilité des ressources

FIGURE 3.1.2

Colombie-Britannique – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

hydroélectriques représente un risque fondamental pour les producteurs de la province et services publics. Les niveaux des plans d'eau ont parfois été bas, en particulier en 1995 et en 2001 (figure 3.1.2). Les services publics de la C.-B. ont alors modifié leurs stratégies d'exportation. C'est ainsi que lorsque les niveaux d'eau ont été inférieurs à la normale, les exportations ont diminué et les importations ont augmenté pour continuer de pouvoir répondre à la demande provinciale.

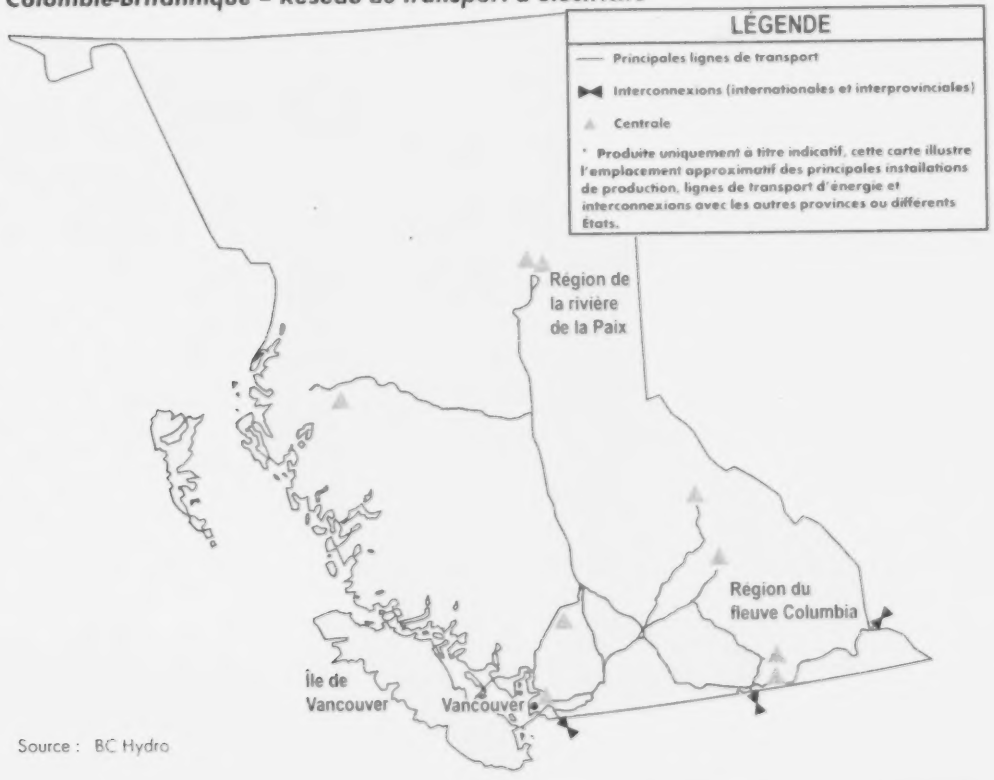
Le plan énergétique de la C.-B. stipule qu'au moment de l'acquisition de nouvelles sources d'approvisionnement, les distributeurs d'électricité devraient volontairement viser 50 % d'installations permettant la production d'une énergie propre. Selon l'IEP, dans ce contexte, BC Hydro a favorisé la production à l'échelle des clients, a présenté une demande de propositions pour de l'énergie verte et a cherché à optimiser les éléments d'actif hydroélectriques en place (Resource Smart).

Un appel d'offres pour l'île de Vancouver (AOIV) a été lancé pour que de nouvelles centrales puissent permettre de répondre à la demande croissante sur l'île. L'offre retenue a été celle de Duke Point Power Limited Partnership (projet de Duke Point), pour la construction d'une centrale de 252 MW alimentée au gaz naturel. Le projet a reçu l'approbation de la BCUC en février 2005 mais se trouve actuellement devant la Cour d'appel de la C.-B. Au moment de la rédaction du présent rapport, on prévoyait que les installations seraient opérationnelles à l'hiver de 2007-2008.

Transport

Tel que mentionné, la BCTC est responsable de la plus grande partie de l'infrastructure de transport en C.-B., mais FortisBC exploite certains éléments de cette infrastructure dans le centre-sud de la province (figure 3.1.3). Afin de maintenir l'infrastructure de transport en bon état et d'en favoriser

Colombie-Britannique – *Réseau de transport d'électricité*



Source : BC Hydro

l'expansion, les deux entités ont récemment déposé des plans d'aménagement auprès de la BCUC, qui a approuvé celui de la BCTC et qui étudie actuellement celui de FortisBC. Afin de promouvoir davantage l'accès au marché de gros, la BCTC est en train d'élaborer un TAORT pour remplacer le tarif de transport de gros existant.

Des études ont été entreprises par le comité d'évaluation du transport du Northwest Power Pool afin de justement évaluer les aménagements dans ce domaine, de l'Ouest canadien jusqu'en Californie. En outre, Sea Breeze Power Corporation, un promoteur marchand, mène des études de faisabilité portant sur des projets qui permettraient d'élargir les interconnexions entre la C.-B. et le Nord-Ouest Pacifique.

Avec les régions américaines pour lesquelles il existe des interconnexions, la C.-B. travaille à la création d'une OTR. En raison de l'importance des échanges commerciaux entre la C.-B. et l'Ouest des États-Unis, une OTR procurerait des avantages économiques et en matière de fiabilité. La C.-B. serait affiliée au réseau de l'Ouest (anciennement l'OTR de l'Ouest). Même si le réseau de l'Ouest n'a pas pris forme aussi rapidement que d'autres OTR comme l'interconnexion Pennsylvanie / New Jersey / Maryland (PJM), dans le Nord-Est des États-Unis, une étape importante a été franchie en décembre 2004 alors que les propriétaires présents sur le réseau régional de transport haute tension ont adopté à la majorité les règlements administratifs devant les gouverner. Par conséquent, il est

Organisations de transport régionales (OTR)

En Amérique du Nord, ce sont les municipalités qui ont donné naissance aux réseaux électriques, lesquels ont ensuite rayonné jusque dans les régions adjacentes. Privées ou publiques, les sociétés avaient tendance à servir d'abord les clients se trouvant sur leur territoire, jugeant les échanges avec l'extérieur et les transferts d'énergie d'une importance secondaire. Un des principaux facteurs ayant favorisé la restructuration aux États-Unis a été que les clients se trouvant dans des régions où les coûts de service étaient plus élevés n'avaient pas accès à l'électricité des régions où ces coûts étaient plus faibles. Afin de surmonter les obstacles aux échanges interrégionaux, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis a rendu publiques l'ordonnance 888 en avril 1996 et l'ordonnance 2000 en décembre 1999.

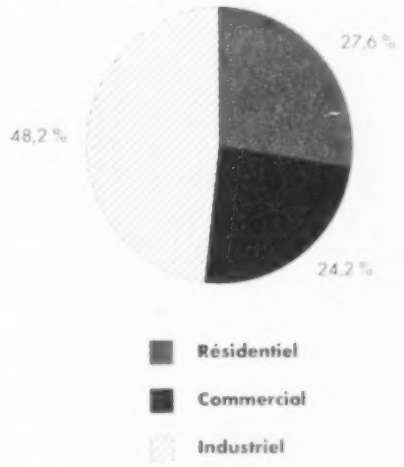
L'objet de l'ordonnance 888 de la FERC est de favoriser la concurrence sur le marché de gros grâce au libre-accès sans discrimination aux services de transport. La compétence de la FERC n'est pas reconnue au Canada, mais ses ordonnances ont néanmoins des conséquences sur les entités canadiennes présentes sur les marchés américains. Plus particulièrement, afin de pouvoir avoir accès aux marchés de gros aux États-Unis, les provinces ou territoires du Canada doivent accorder un accès réciproque sur leur propre réseau de transport.

L'ordonnance 2000 de la FERC a défini les paramètres qui ont mené à la création des organisations de transport régionales (OTR), constituées d'une ou de plusieurs sociétés de transport fonctionnant comme une entité intégrée. Cette structure vise à favoriser la concurrence dans les marchés de gros en fournissant un accès non discriminatoire aux réseaux de transport et aussi à réduire les coûts de transport à l'intérieur de l'OTR en éliminant la superposition des tarifs.

La participation de fournisseurs de services de transport à une OTR est strictement volontaire. La FERC fait la promotion des OTR aux États-Unis et invite les entités canadiennes à y participer. Ces dernières sont généralement enclines à reconnaître les avantages des OTR lorsqu'elles sont bien mises en œuvre. Cependant, certains intervenants s'inquiètent de la possibilité de perte de contrôle sur les réseaux régionaux de transport d'électricité et du fait que les coûts pourraient être supérieurs aux avantages obtenus. À ce jour, aucune entité canadienne n'a joint les rangs d'une OTR transfrontalière, mais les cas de collaboration sont nombreux. Par exemple, le Manitoba a conclu une entente de coordination avec l'EIR du Midwest, la Colombie-Britannique a pris part à l'élaboration de l'OTR du réseau de l'Ouest tandis que l'Ontario collabore avec les OTR voisines du Midwest et du Nord-Est des États-Unis.

plus probable que le but visé, qui est de créer un exploitant régional indépendant pour le transport d'électricité, sera atteint d'ici 2007.

Colombie-Britannique – Demande d'électricité selon le secteur en 2003 (59 651 GWh)



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Consommation

En 2003, la consommation des secteurs industriel, commercial et résidentiel s'est élevée respectivement à 28 800 GWh, 14 400 GWh et 16 400 GWh (figure 3.1.4). Avec l'économie en expansion, la demande de pointe poursuit sa progression.

En ce qui a trait à la gestion axée sur la demande, le plan énergétique de la C.-B. prévoit l'élaboration de nouvelles structures tarifaires devant produire des signaux de prix plus clairs, grâce à des tarifs variables par paliers, pour les grands consommateurs d'électricité. De tels tarifs permettraient de vendre 10 % de la consommation d'électricité passée des clients aux prix du marché. BC Hydro élabore des tarifs dans le contexte de l'engagement pris en ce sens dans le plan énergétique de la C.-B. Par ailleurs, les services publics comme BC Hydro et FortisBC sont à l'origine de projets de gestion axée sur la demande (respectivement PowerSmart et PowerSense) à l'intention de toutes les catégories de consommateurs.

Les tarifs à la consommation de BC Hydro ont fait l'objet d'un gel entre 1993 et 2004. Afin de recouvrer les coûts supplémentaires engagés pour répondre à une demande croissante, BC Hydro a obtenu l'approbation de la BCUC en octobre 2004 d'augmenter ses tarifs de 4,85 % avec effet rétroactif au 1er avril 2004 (figure 3.1.5). FortisBC a présenté une demande en vue de l'accroissement de ses tarifs de 4,4 %. De nouvelles hausses tarifaires sont probables en raison des améliorations apportées à l'infrastructure et de la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement, requises dans les deux cas afin de répondre à la demande actuelle et future.

Après l'augmentation tarifaire approuvée pour BC Hydro, même si celle de FortisBC devait aussi l'être, les tarifs de l'électricité en C.-B. continueraient de se situer sous la moyenne nationale compte tenu de la présence de ressources hydroélectriques et du droit des contribuables à ces ressources[5].

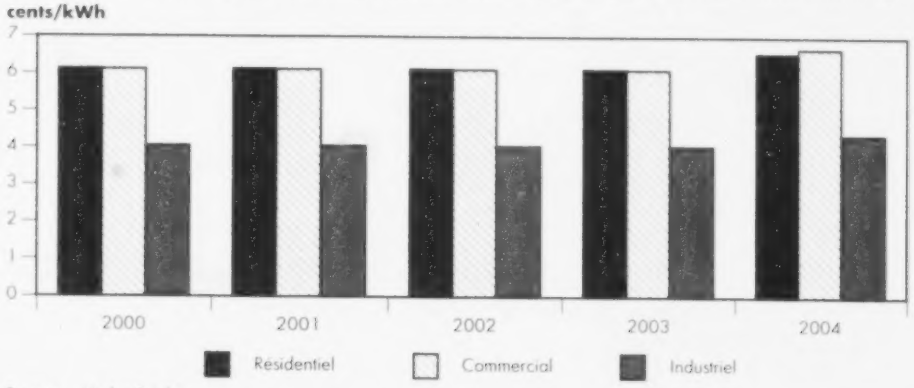
Échanges commerciaux

Dans l'optique des transferts interprovinciaux, l'électricité est normalement acheminée de la C.-B. à l'Alberta pendant les heures de pointe et dans le sens inverse en dehors de ces heures (figure 3.1.6). Il s'agit là du résultat des synergies qui existent entre la répartition des ressources des deux provinces. Cette situation est également attribuable au fait que le stockage de l'eau permet la retenue d'énergie.

La capacité de retenue d'énergie s'est avérée rentable pour Powerex, filiale commerciale de BC Hydro. Par conséquent, les abonnés de BC Hydro en profitent également en raison d'une

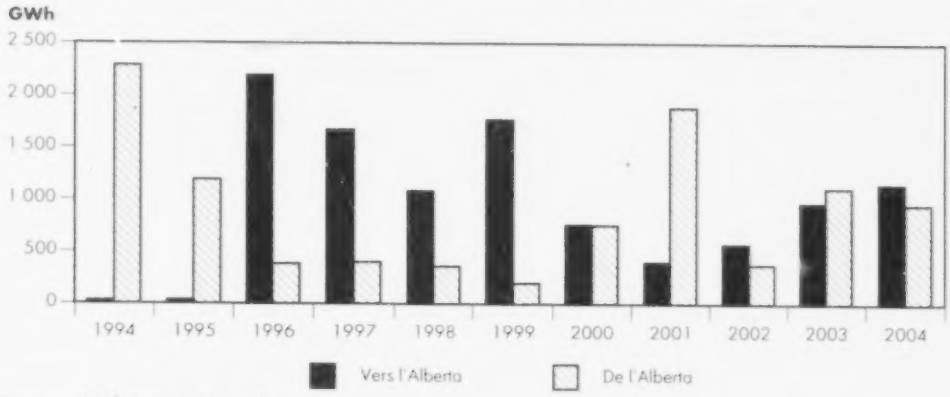
5 L'intention de la loi intitulée *BC Hydro Public Power Legacy and Heritage Contract Act* (entente patrimoniale) est que les clients de BC Hydro continuent de profiter d'une électricité à faible coût produite grâce aux ressources hydroélectriques et thermiques existantes du service public.

Colombie-Britannique – *Prix de l'électricité à Vancouver (toutes taxes exclues)*



Source : Hydro-Québec

Colombie-Britannique – *Transferts d'électricité entre provinces*



Sources : ONÉ, Statistique Canada

réduction des besoins en produits de cette dernière[6]. La retenue d'énergie permet l'achat d'électricité d'autres marchés pendant les périodes où les prix sont faibles et donne l'occasion de produire de l'hydroélectricité à emmagasiner dans les réservoirs de la C.-B. jusqu'à ce qu'elle soit vendue dans d'autres marchés à des prix plus élevés. Par exemple, une étude récente de l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta intitulée *A Review of Imports, Exports, and Economic Use of the BC Interconnection* estime que Powerex, pendant une période d'examen de sept mois, a réalisé un bénéfice de 13 $/MWh sur quelque 830 000 MWh grâce à la retenue d'énergie[7].

La C.-B. profite d'interconnexions avec le Nord-Ouest Pacifique à partir desquelles il existe un accès indirect à la Californie. De tout temps, les avantages dérivant des interconnexions étaient principalement le résultat d'exportations et de la retenue d'énergie.

6 Le cadre réglementaire de l'entente patrimoniale prévoit que la première tranche de 200 millions de dollars du bénéfice net vérifié de Powerex est portée au crédit des besoins en produits de BC Hydro.

7 Ces données n'illustrent pas les résultats véritables de Powerex.

En raison du rééquilibrage régional de l'offre et de la demande, les prix sur le marché de gros dans l'Ouest des États-Unis ont diminué depuis le sommet atteint en 2001. Conséquemment, les occasions d'exportations et les marges pouvant en découler se sont elles aussi contractées. Qui plus est, la C.-B. a récemment accru ses importations à la suite de conditions hydroélectriques inférieures à la normale, d'une hausse de la demande dans la province et de restrictions touchant le transport jusqu'au marché de la Californie[8]. Ces facteurs ont fait en sorte que la C.-B. a été un importateur net en 2004 (figure 3.1.7).

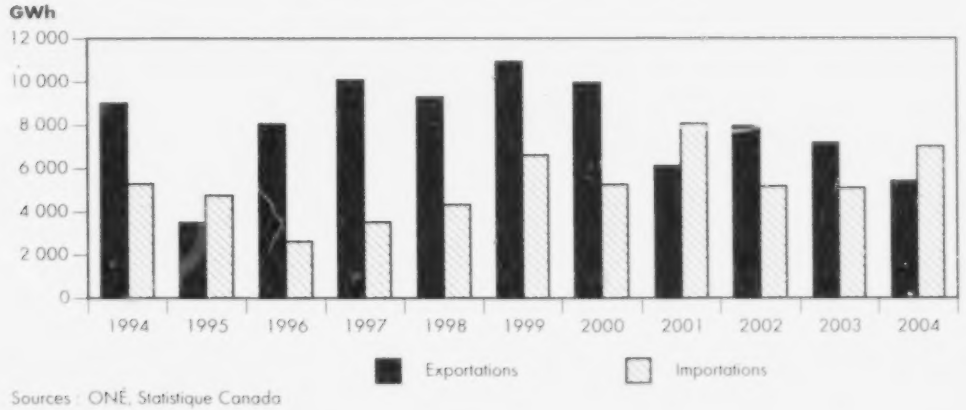
Il arrive que la décision d'importer de l'électricité sur le marché au comptant soit prise pour des raisons économiques plutôt que physiques. Au lieu de faire fonctionner la centrale de Burrard alimentée au gaz naturel (Burrard), relativement inefficace, pour combler le déficit énergétique créé alors que les conditions hydroélectriques se situaient sous la normale, Powerex a choisi d'importer de l'énergie du Nord-Ouest Pacifique pour un coût inférieur à celui de l'exploitation de Burrard[9]. BC Hydro et les contribuables ont donc bénéficié d'une réduction des coûts de l'énergie dans leur ensemble grâce aux interconnexions avec le Nord-Ouest Pacifique. Powerex est le plus gros exportateur et importateur d'électricité pour le Nord-Ouest Pacifique.

3.1.3 *Perspectives et enjeux*

Dans des conditions hydroélectriques normales, la C.-B. profitera de sources d'approvisionnement qui permettront de répondre aux exigences en capacité et en énergie de la province jusqu'en 2006. Même si BC Hydro a l'autosuffisance comme objectif, on prévoit que les importations sur le marché au comptant se poursuivront, tant à partir de l'Alberta que des États-Unis, à des fins de retenue d'énergie et d'éviction économique de Burrard.

Le plus grand risque pouvant menacer l'offre en C.-B. est lié à des conditions hydroélectriques inférieures à la normale. Un tel scénario signifierait que la C.-B. serait en mesure de répondre aux exigences de la province à un coût qui, dans l'ensemble, pourrait bien être plus élevé, en poursuivant

Colombie-Britannique – Échanges internationaux d'électricité



Sources : ONÉ, Statistique Canada

8 L'interconnexion du Pacifique pour le courant continu qui relie la Californie au Nord-Ouest Pacifique est passée en régime réduit pendant l'été de 2004, puis a été retirée du service à l'automne et au début de l'hiver afin de permettre d'apporter des améliorations à l'équipement.

9 Burrard est une centrale conventionnelle d'appoint du réseau hydroélectrique de la C.-B. d'une capacité de 950 MW et alimentée au gaz naturel. Elle est moins efficace et plus coûteuse à exploiter que les installations alimentées au gaz naturel plus récentes.

l'exploitation de Burrard et en important de l'électricité à la fois de l'Alberta et du Nord-Ouest Pacifique. De plus, une partie de la production peut provenir de la capacité associée à la part canadienne dérivant des avantages en aval du Traité du fleuve Columbia[10].

BC Hydro a annoncé qu'elle procédera à des appels d'énergie pour l'aménagement de nouvelles installations de production, à l'automne de 2005, d'une capacité de 1 000 GWh plutôt que les 400 GWh prévus à l'origine[11]. Cette augmentation est surtout attribuable à la volonté d'autosuffisance exprimée, à l'accroissement de la demande dans la province, aux incertitudes entourant l'implantation du projet de Duke Point et à l'attrition possible de promoteurs énergétiques dont l'offre présentée à l'occasion d'appels d'énergie antérieurs a été acceptée. Afin d'assurer un appui encore plus solide à la mise en valeur de ressources vertes qui, de par leur nature même, tendent à être intermittentes, la BCTC propose l'élaboration d'un nouveau tarif de transport.

Les possibilités d'exportation d'énergie de la C.-B. vers la Californie sur le marché au comptant à court terme à l'été de 2005 se sont élargies pour trois raisons. D'abord, l'équilibre entre l'offre et la demande en Californie continue de se resserrer en raison d'une demande accrue et de la possibilité de mise au rancart de centrales californiennes d'une capacité pouvant atteindre 9 000 MW. Ensuite, les contraintes de transport de l'interconnexion du Pacifique pour le courant continu entre le Nord-Ouest Pacifique et la Californie ont été éliminées. Enfin, cette année, le Nord-Ouest Pacifique connaît des conditions hydroélectriques inférieures à la normale, ce qui réduira au minimum sa capacité d'exportation d'énergie vers la Californie pendant l'été de 2005. Certaines incertitudes, qui découlent notamment des litiges subséquents aux ventes d'énergie réalisées pendant la crise énergétique californienne en 2000-2001, ont un effet neutralisant sur les possibilités précitées.

Il est probable que les possibilités d'importation d'énergie de la C.-B. à partir du Nord-Ouest Pacifique se maintiendront hors des périodes de pointe et même parfois pendant ces périodes. Si les conditions hydroélectriques étaient normales, le Nord-Ouest Pacifique profiterait d'un approvisionnement suffisant à court terme et les centrales efficaces à cycle combiné alimentées au gaz naturel dicteraient fréquemment les prix sur le marché au comptant tout au long de 2006. Cette situation permettrait à Powerex d'importer de l'énergie plutôt que d'exploiter Burrard. Cependant, de telles possibilités d'importation pourraient s'amenuiser si l'économie du Nord-Ouest Pacifique redresse l'échine et entraîne dans son mouvement une hausse de la demande d'électricité, ou encore, si le Nord-Ouest Pacifique connaît une année où les conditions hydroélectriques sont inférieures à la normale. Pour l'été 2005, tout indique que le Nord-Ouest Pacifique connaîtra des conditions hydroélectriques inférieures à la normale, ce qui compromettra les importations pour des raisons d'ordre économique[12].

Le volume des échanges d'électricité entre les provinces pourrait augmenter à court terme du fait que certaines composantes du réseau de transport seront remises en service dans la région de Calgary et aussi en raison de l'ajout récent d'installations de production de la charge de base en Alberta.

Les prix pourraient s'accroître dans leur ensemble compte tenu des coûts du gaz naturel, de la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement ainsi que de l'aménagement d'installations de transport et de l'entretien de l'infrastructure. Le coût du gaz naturel pèse particulièrement lourd

10 À l'heure actuelle, la part d'énergie en question s'élève à 1 170 MW de capacité et, de ce volume, BC Hydro incorpore jusqu'à 500 MW dans son plan de services.

11 Il y aura un nouvel appel d'énergie pour 1 000 GWh en 2006.

12 Au 1er avril 2005, le centre des prévisions pour les cours d'eau du Nord-Ouest Pacifique, une division de la National Oceanic and Atmospheric Administration aux États-Unis, prévoyait dans des documents produits en janvier que le débit du fleuve Columbia d'avril à septembre équivaudrait à 68 % du débit normal au barrage The Dalles, à la frontière entre les États de Washington et de l'Oregon.

dans la balance lorsque, pour répondre à la demande dans la province, on exploite Burrard ou on importe de l'énergie du Nord-Ouest Pacifique. Tant que le gaz naturel du Nord ou que des quantités importantes de gaz naturel liquéfié ne feront pas leur apparition sur le marché nord-américain, la possibilité de prix élevés et fort variables pour le gaz naturel demeurera beaucoup plus grande.

D'ici 2009, les améliorations apportées au réseau de transport entre Calgary et Edmonton seront à l'origine de meilleures possibilités de transferts d'énergie entre les provinces. Dans son document intitulé *10-Year Transmission System Plan (2005-2014)*, l'Alberta Electric System Operator (AESO) indique que de telles améliorations aideraient à accroître les exportations de l'Alberta vers la C.-B. jusqu'à plus de 700 MW pendant les périodes de pointe ou en dehors de ces périodes. Pour que les participants au marché puissent tirer le plus grand avantage possible de la diversité qui existe entre la capacité hydroélectrique de la C.-B. et une production thermique de la charge de base fiable en Alberta, il faut une analyse continue accompagnée de mesures de suivi.

Tel qu'indiqué, BC Hydro cherche actuellement à assurer la production pour l'île de Vancouver par la voie d'un AOIV. BC Hydro a également demandé que la BCTC obtienne l'autorisation de préserver une date d'entrée en service de 2008 pour des câbles de transport sous-marins de courant alternatif (CA) de 230 kV devant relier le Lower Mainland à l'île de Vancouver. Tout comme la BCTC, BC Hydro est d'avis que les câbles de transport sous-marins sont requis à des fins de fiabilité à long terme, qu'une centrale sur l'île soit construite ou non. Les câbles actuels de courant continu à haute tension sont vétustes et il sera impossible de s'y fier après 2006, tandis que les câbles sous-marins existants de 138 kV prennent eux aussi de l'âge et devront également être remplacés.

S'il ne devait pas y avoir de centrale construite sur l'île et si de nouveaux câbles sous-marins étaient installés, le risque découlerait du fait que l'énergie acheminée sur l'île proviendrait de la base d'approvisionnement existante sur le continent. Les exigences en énergie fiable de BC Hydro s'en trouveraient ainsi accrues plus rapidement et le degré de certitude serait moindre quant à un approvisionnement approprié. En outre, certaines entités sont d'avis qu'il serait difficile de construire de nouvelles centrales d'envergure pour la charge de base en C.-B., car certains intervenants pourraient bien s'y opposer farouchement. Par conséquent, les incertitudes entourant l'à-propos de l'aménagement de nouvelles centrales pourraient prendre de l'ampleur.

Si le projet de Duke Point est construit, les tarifs dans leur ensemble augmenteront en raison des coûts de construction et d'exploitation d'une centrale alimentée au gaz naturel. Plus particulièrement, la convention d'achat d'énergie dans le contexte du projet de Duke Point assujettit BC Hydro et ses abonnés à un paiement de capacité ainsi qu'à l'approvisionnement des installations en gaz naturel. Toutefois, il est possible de soutenir que les solutions de rechange possibles au projet de Duke Point seraient encore plus coûteuses et à l'origine d'augmentations encore plus importantes des tarifs. Le plan énergétique de la C.-B. comprend des éléments comme l'exigence d'ajout de nouvelles ressources au moindre coût et l'examen de la BCUC pour s'assurer que les tarifs demeurent le plus bas possible.

Quoi qu'il en soit, de nouvelles centrales pour la charge de base (sur l'île ou le continent) exerceront une pression à la hausse sur l'ensemble des tarifs alors que les coûts de nouvelles installations seront beaucoup plus élevés que ceux des actifs patrimoniaux. L'exception à cette règle touche deux ajouts envisagés à la capacité hydroélectrique à Mica et à Revelstoke, qui n'auraient pas d'incidence significative sur les prix compte tenu des conditions économiques favorables devant prévaloir.

3.1.4 Résumé

Ces dernières années, la C.-B. a bénéficié de sa capacité d'exporter et d'importer en passant par les interconnexions avec les États-Unis et l'Alberta. Ce fait, ainsi que la propriété publique des

actifs patrimoniaux de la province, sont les deux moteurs permettant à la province de maintenir une structure de coûts à l'origine de faibles tarifs pour les utilisateurs finals. De façon à pouvoir répondre à une demande croissante d'électricité en C.-B., il faudra nécessairement que les coûts d'approvisionnement soient plus élevés. Ces coûts seront passés aux consommateurs.

3.2 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

Le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut (les territoires – figure 3.2.3) représentent 40 % de la masse terrestre du Canada. Toutefois, leur densité de population est très faible alors qu'ils comptent environ 102 000 habitants en tout, dont 31 000 au Yukon, 42 000 dans les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.) et 29 000 au Nunavut. Par conséquent, en dehors des réseaux de transport desservant des charges plus concentrées au Yukon et dans les T.N.-O., il existe un grand nombre de collectivités isolées et de lieux industriels qui doivent s'en remettre à des installations alimentées au diesel et à des réseaux de distribution locaux.

Même si tous les territoires ont certaines caractéristiques en commun, le modèle de production de chacun est unique.

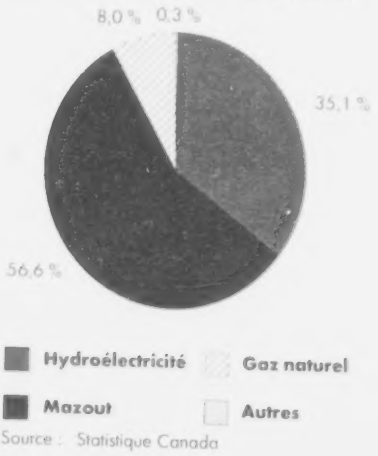
3.2.1 *Structure du marché*

Yukon

En 2003, le Yukon a produit 320 GWh d'électricité, dont 88,9 % à partir de ressources hydrauliques, 0,3 % à l'aide d'éoliennes et le reste provenant d'unités alimentées au diesel. La capacité de production était d'environ 125 MW et se répartissait principalement entre l'hydroélectricité (76 MW) et le diesel (48 MW). La capacité éolienne se situait juste en dessous de 1 MW (figures 3.2.1 et 3.2.2).

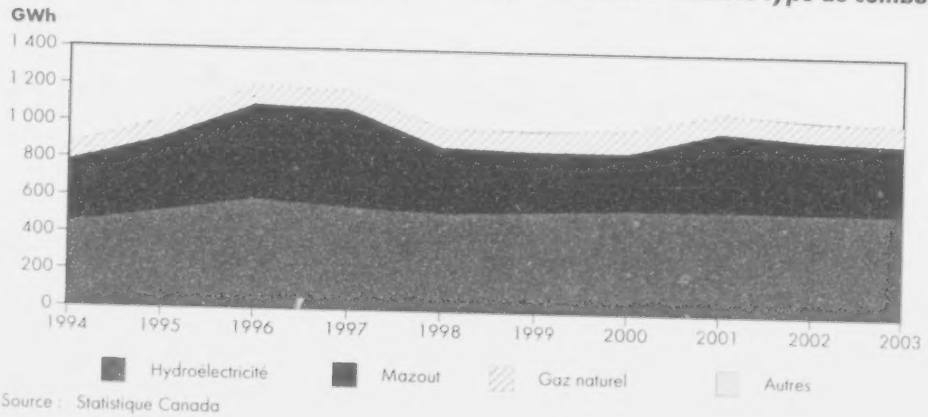
La Société d'énergie du Yukon (SÉY), une filiale de la Société de développement du Yukon, propriété de l'État,

Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (304 MW)



Source : Statistique Canada

Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

est le principal producteur d'électricité avec presque 90 % de la capacité totale, y compris toutes les grandes installations hydroélectriques. En outre, elle détient et exploite deux réseaux distincts de transport de charges qui desservent les régions de Whitehorse-Aishihik-Faro et de Dawson City-Mayo. La société Yukon Electric Company Limited (YECL), une filiale d'ATCO Electric, détient et exploite le reste de la capacité de production dans la plupart des autres collectivités rurales du Yukon. En dehors de la région de Dawson City, c'est YECL qui s'occupe surtout de la distribution au Yukon et en certains endroits, notamment à Whitehorse, la capitale, elle le fait à titre de client grossiste de la SÉY.

Territoires du Nord-Ouest

En 2003, les T.N.-O. ont produit 588 GWh d'électricité, dont environ 46 % à partir de ressources hydrauliques, 50 % d'unités alimentées au diesel et 4 % d'unités alimentées au gaz naturel (figure 3.2.2). La Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SÉTNO), une société d'État responsable devant le gouvernement territorial, est le principal producteur d'énergie électrique dans les T.N.-O. L'électricité provient de 27 réseaux, dont six installations hydroélectriques et deux réseaux de transport distincts, situés près de Fort Smith et de Yellowknife. À Hay River, Fort Smith, Fort Resolution, Yellowknife, Dettah et Rae Edzo, l'énergie provient surtout d'installations hydroélectriques. Elle est aussi produite à partir d'installations alimentées au gaz naturel, à Inuvik et à Norman Wells, ainsi qu'au diesel dans d'autres collectivités. Northland Utilities Ltd. (filiale d'ATCO Electric) s'occupe de la distribution d'énergie dans les régions de Hay River et de Yellowknife de même que dans quatre autres collectivités isolées. La SÉTNO est responsable de la distribution ailleurs dans les T.N.-O.

Nunavut

En 1999, les T.N.-O. ont été divisés en deux. La partie occidentale a conservé le nom des anciens territoires tandis que la partie orientale est devenue le Nunavut. En avril 2001, la Nunavut Power Corporation (NPC) a assumé la responsabilité de l'exploitation de la SÉTNO dans l'Est, les deux gouvernements territoriaux ayant conclu une entente sur la division des actifs et des passifs de cette

Carte du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut

Source : ONÉ

société en vue de la création de deux nouvelles personnes morales. Depuis, la NPC est devenue une filiale de la Société d'énergie Qulliq (SEQ), une société d'Etat créée par le territoire et dont le siège social est à Iqaluit. En 2003, la production du Nunavut se situait à 133 GWh (figures 3.2.1 et 3.2.2).

La NPC fournit de l'électricité à 25 collectivités, toutes sur les côtes ou près de celles-ci. L'énergie est produite à partir d'installations alimentées au diesel, un combustible distribué par l'entremise de services de cabotage. Les activités de la NPC tombent sous le coup de la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq* et les demandes de dépenses en immobilisations supérieures à 5 millions de dollars ou d'augmentation des tarifs doivent être étudiées par le conseil d'examen des tarifs des services publics.

3.2.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Il n'existe aucun plan de restructuration au Yukon, dans les T.N.-O. ou au Nunavut. Compte tenu de la faible densité de population, il est difficile d'envisager une façon raisonnable de développer un marché de l'énergie de gros ou au détail dans un avenir proche.

Un enjeu de taille découle du fait que les prix élevés du pétrole ont engendré des augmentations de coûts pour la production d'électricité au diesel, une source importante d'énergie. Les fonds de stabilisation du prix des combustibles peuvent amoindrir les répercussions des écarts enregistrés à l'égard des tarifs d'électricité, mais les coûts élevés des combustibles enregistrés récemment ont épuisé ces fonds, ce qui a occasionné des augmentations tarifaires. Toute action subséquente visant à atténuer les effets des prix élevés des combustibles dépendra des ressources de chacun des territoires.

Yukon

La SEY a installé la ligne de transport d'électricité Mayo-Dawson, qui s'étend sur 232 kilomètres et relie le complexe hydroélectrique de Mayo à Dawson City, pour remplacer la production au diesel. Il s'agissait là du plus important projet d'immobilisations de l'histoire de la SEY, qui a alors connu certains problèmes de gestion. Malgré tout, les avantages sont de taille et la SEY est en mesure de remplacer presque toutes ses installations au diesel par une alimentation en hydroélectricité. Les habitants du Yukon devraient être en mesure d'économiser quelque 20 millions de dollars sur 40 ans.

Territoires du Nord-Ouest

Les T.N.-O. ont accès à des installations de production hydroélectriques ainsi qu'à des centrales alimentées au gaz naturel à Norman Wells et à Inuvik. Ce portefeuille de l'offre plus diversifié a un effet modérateur sur les prix. On continue de travailler à l'évaluation d'aménagements hydroélectriques éventuels.

Nunavut

Le Nunavut est le seul endroit au pays qui dépend entièrement du diesel pour la production d'électricité, ce qui réduit d'autant les possibilités d'atténuation des prix de l'énergie. Le prix élevé du diesel a donné lieu récemment à une augmentation de tarif de 15 % dans le secteur résidentiel et de 16,5 % dans le secteur commercial.

Il s'agissait de la première hausse de tarif dans la région depuis 1997. Les nouveaux tarifs, en plus de permettre d'atteindre un meilleur équilibre entre les prix de l'électricité et les coûts de production, ont été à l'origine d'un mouvement visant à se distancer des prix établis en fonction de chaque collectivité, alors que le coût de l'énergie dépend de l'infrastructure locale et des coûts de production à cet

endroit, au profit d'un prix unique pour l'électricité partout au Nunavut. De plus, le gouvernement du Nunavut fournit de l'aide au service public pour faire face à la dette accumulée.

3.2.3 *Perspectives et enjeux*

Même si la demande des secteurs résidentiel et commercial change lentement et est assez prévisible, celle du secteur industriel, où elle est associée aux mines et à d'autres formes d'exploitation des ressources, peut varier d'une année à l'autre et avoir des conséquences de taille sur la consommation globale d'électricité dans les territoires. En raison de la nature cyclique du marché des produits de base, la demande du secteur industriel peut augmenter ou diminuer d'une année à l'autre. Cependant, l'incidence de ces variations sur les consommateurs est atténuée quelque peu, car nombreux sont les emplacements industriels qui disposent de leurs propres installations de production, les grandes distances à franchir faisant en sorte qu'il est difficile de se raccorder aux centrales existantes.

Tant que le Nord canadien dépendra de l'importation de diesel pour la production d'électricité, les coûts élevés associés à la production d'énergie demeureront un enjeu de taille. Lorsque possible, le recours à l'hydroélectricité aide à contenir ces coûts, mais ce ne sont pas tous les centres de consommation qui se trouvent à proximité d'aménagements hydroélectriques potentiels. Une possibilité pourrait consister à attirer l'attention sur l'utilisation d'éoliennes qui se grefferaient à la production au diesel dans les collectivités isolées. L'énergie éolienne demeure plus coûteuse que l'électricité produite à l'aide de moyens classiques dans le sud du pays, mais elle pourrait concurrencer le diesel, surtout en tenant compte des coûts de transport.

Les collectivités isolées auront encore besoin d'installations de production au diesel à l'appui des éoliennes, mais il n'en demeure pas moins que les possibilités de réduire l'ensemble des coûts sont immenses si la technologie éolienne s'adapte bien aux latitudes septentrionales. C'est ainsi qu'un certain nombre d'études et de projets pilotes ont été menés. Ceux-ci révèlent que les obstacles à l'adoption de l'énergie éolienne sont surtout de nature technique. Les conceptions qui procurent un bon rendement sous des cieux plus cléments ont connu des problèmes dans des climats nordiques. En outre, les installations de production au diesel sont bien comprises et il existe du personnel bien formé ainsi que des pièces de rechange, ce qui n'est pas le cas pour les éoliennes. Il faudra un certain temps pour que ces dernières puissent profiter d'une infrastructure de soutien comparable. Il ne faut pas non plus passer sous silence les coûts supplémentaires liés à l'installation et à l'entretien des éoliennes en des lieux isolés, sans accès immédiat à de l'équipement industriel pour l'érection des tours.

De la solution apportée à ces questions techniques dépendront les progrès réalisés en matière d'éoliennes dans le Nord canadien, mais des obstacles semblables, bien que de moindre envergure, ont déjà été surmontés dans le sud du pays. Il ne semble pas y avoir de raisons fondamentales pour lesquelles les éoliennes ne pourraient pas aussi s'implanter plus au nord.

3.2.4 *Résumé*

La situation au Yukon, dans les T.N.-O. et au Nunavut est unique au pays. Il est vrai que là où il existe diverses sources de production, les tarifs sont comparables à ceux imposés dans les régions rurales du sud du Canada, mais une dépendance à l'endroit du diesel signifie à la fois des coûts d'électricité élevés et une vulnérabilité aux écarts de prix enregistrés pour les combustibles fossiles. Dans ces régions, les services publics se penchent sur de telles questions et cherchent des façons d'atteindre une plus grande stabilité des tarifs.

3.3 Alberta

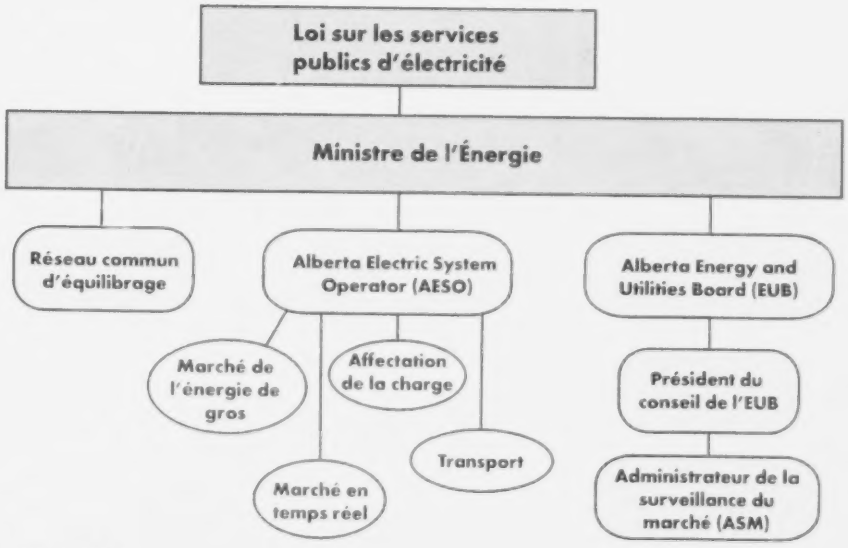
C'est l'Alberta qui a accompli le plus sous les rapports de la restructuration et de la création de marchés concurrentiels. Depuis l'adoption de la loi sur les services publics d'électricité (*Electric Utilities Act*) et l'ouverture subséquente des marchés en 2001, le marché de l'électricité de l'Alberta continue d'évoluer. Pour s'assurer du fonctionnement optimal du marché, des outils comme la nouvelle loi sur les services publics d'électricité adoptée en 2003 et le règlement sur le transport d'énergie (règlement 174/2004 de l'Alberta) ont été entérinés. En outre, une étude des marchés au détail et de gros est en cours pour évaluer les enjeux qui s'y posent et concevoir des solutions appropriées.

3.3.1 *Structure du marché*

À l'intérieur de la structure existante, dérivée de la loi sur les services publics d'électricité, l'élément production se trouve en régime de concurrence tandis que les fonctions transport et distribution constituent des monopoles réglementés. La vente au détail au secteur industriel et aux gros consommateurs du secteur commercial se fait elle aussi en régime de concurrence. Même si le marché au détail des secteurs résidentiel et agricole ainsi que des petits et moyens consommateurs du secteur commercial est ouvert à la concurrence, un tarif réglementé peut continuer de s'appliquer jusqu'au 1er juillet 2006. Au moment de la rédaction du présent rapport, cette dernière voie avait été choisie par un fort pourcentage des consommateurs ainsi visés.

Il existe un marché de gros concurrentiel en Alberta, sous l'égide de l'AESO et le contrôle de l'administrateur de la surveillance du marché (ASM). Le réseau commun d'équilibrage gère, au nom des consommateurs d'électricité, les comptes financiers découlant de la transition vers un marché de production concurrentiel, y compris toutes les obligations et responsabilités associées aux conventions d'achat d'énergie (CAÉ). Le rôle de l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) est triple : assurer un développement des installations de production et de transport d'énergie qui soit à la fois sûr, responsable et efficace; faire en sorte que les services publics de distribution, comme l'AESO,

Structure de l'industrie de l'électricité en Alberta



Source : AESO

3.3 Alberta

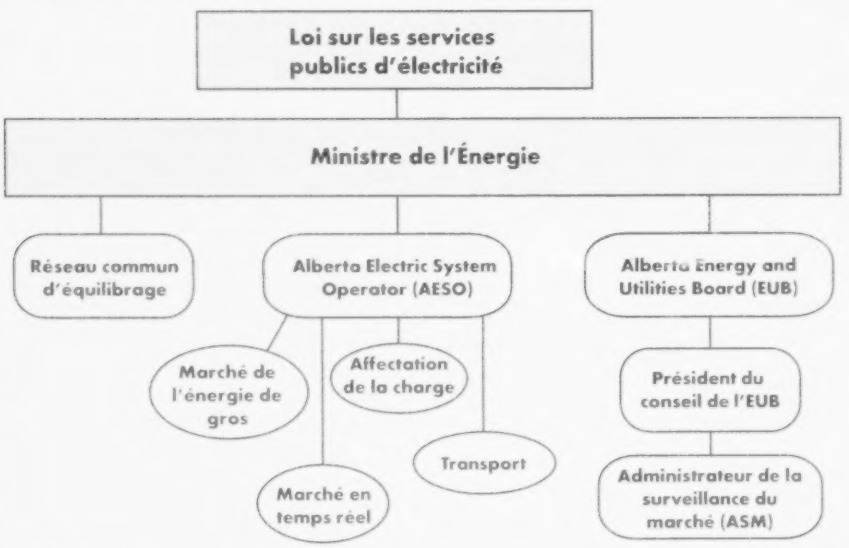
C'est l'Alberta qui a accompli le plus sous les rapports de la restructuration et de la création de marchés concurrentiels. Depuis l'adoption de la loi sur les services publics d'électricité (*Electric Utilities Act*) et l'ouverture subséquente des marchés en 2001, le marché de l'électricité de l'Alberta continue d'évoluer. Pour s'assurer du fonctionnement optimal du marché, des outils comme la nouvelle loi sur les services publics d'électricité adoptée en 2003 et le règlement sur le transport d'énergie (règlement 174/2004 de l'Alberta) ont été entérinés. En outre, une étude des marchés au détail et de gros est en cours pour évaluer les enjeux qui s'y posent et concevoir des solutions appropriées.

3.3.1 *Structure du marché*

À l'intérieur de la structure existante, dérivée de la loi sur les services publics d'électricité, l'élément production se trouve en régime de concurrence tandis que les fonctions transport et distribution constituent des monopoles réglementés. La vente au détail au secteur industriel et aux gros consommateurs du secteur commercial se fait elle aussi en régime de concurrence. Même si le marché au détail des secteurs résidentiel et agricole ainsi que des petits et moyens consommateurs du secteur commercial est ouvert à la concurrence, un tarif réglementé peut continuer de s'appliquer jusqu'au 1er juillet 2006. Au moment de la rédaction du présent rapport, cette dernière voie avait été choisie par un fort pourcentage des consommateurs ainsi visés.

Il existe un marché de gros concurrentiel en Alberta, sous l'égide de l'AESO et le contrôle de l'administrateur de la surveillance du marché (ASM). Le réseau commun d'équilibrage gère, au nom des consommateurs d'électricité, les comptes financiers découlant de la transition vers un marché de production concurrentiel, y compris toutes les obligations et responsabilités associées aux conventions d'achat d'énergie (CAÉ). Le rôle de l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) est triple : assurer un développement des installations de production et de transport d'énergie qui soit à la fois sûr, responsable et efficace; faire en sorte que les services publics de distribution, comme l'AESO,

Structure de l'industrie de l'électricité en Alberta



Source : AESO

procurent un service sûr et fiable, à des tarifs équitables et raisonnables; approuver le tarif réglementé qui s'applique aux consommateurs de moindre envergure.

Les participants au marché sont nombreux. Certaines des entités présentes à l'origine comme EPCOR, ENMAX, TransAlta et ATCO poursuivent leur exploitation dans de nombreux segments restructurés mais non dans tous (p. ex., ni TransAlta ni ATCO ne sont présentes sur le marché au détail du secteur résidentiel). Par ailleurs, le marché restructuré a accueilli des entités comme TransCanada Energy, Direct Energy, Alta Link et FortisAB.

L'adéquation de l'offre à long terme et la disparition future de la possibilité d'un tarif réglementé pour les clients du secteur résidentiel constituent deux préoccupations. Le ministère de l'Énergie de l'Alberta étudie des façons de gérer de tels enjeux et d'autres qui découleront de la structure du marché actuelle. Par exemple, il a récemment adopté le règlement sur le transport d'énergie en plus de mener une étude sur les marchés de gros et au détail qui sera à l'origine d'une politique définitive, prévue pour l'été de 2005.

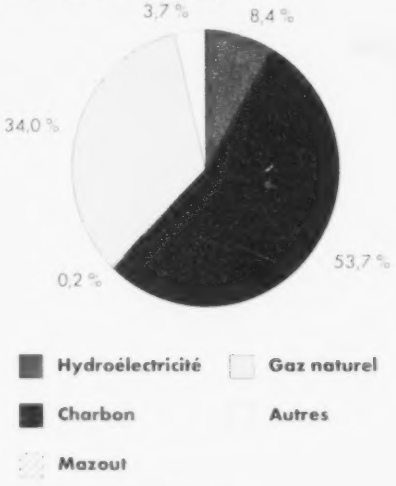
3.3.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Production

En restructurant le marché, l'Alberta a créé une saine marge de réserve alors que la capacité de production du réseau a augmenté de plus de 3 000 MW entre 1998 et 2004. Les centrales alimentées au charbon permettent de répondre à trois quarts des besoins énergétiques de la province (figures 3.3.2 et 3.3.3). Cette proportion augmentera en raison de la mise en service récente, à l'ouest d'Edmonton, de la centrale de 450 MW Genesee 3 alimentée au charbon.

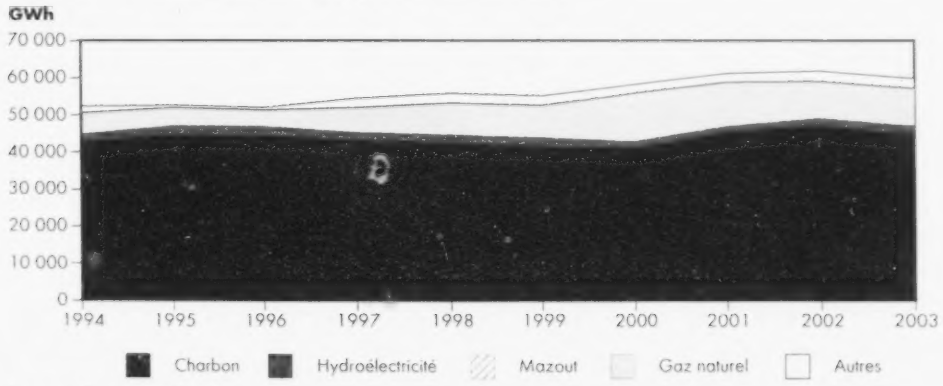
Toutefois, en Alberta, l'augmentation la plus marquée ces dernières années à l'égard de la capacité de production est attribuable aux centrales alimentées au gaz naturel

Alberta – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (10 797 MW)



Source : Statistique Canada

Alberta – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

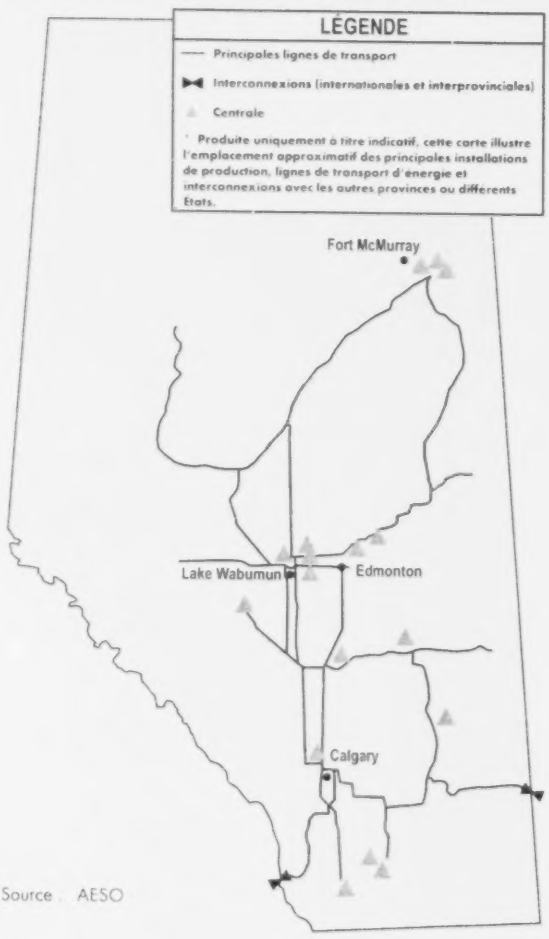
en raison d'une utilisation accrue des technologies de cogénération et de facteurs favorisant le recours à ce combustible[13]. Par exemple, les installations au gaz naturel nécessitent des dépenses en immobilisations moindres, peuvent être érigées près des centres de consommation, ont un impact environnemental moins grand et la période entre la mise en chantier et l'entrée en service est plus courte.

Sans l'imposer, la volonté du gouvernement de la province est d'élargir l'offre énergétique de 3,5 % d'ici 2008 au moyen de sources renouvelables et de remplacement. De manière à favoriser l'atteinte de cet objectif, l'Alberta a mis en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement en ayant notamment recours à des éoliennes, la biomasse ou de petites installations hydroélectriques. Un certain nombre de facteurs invitent au développement de l'énergie éolienne dans le sud de la province. Ces facteurs comprennent, entre autres, l'allégement des contraintes de transport dans le sud de l'Alberta, une mise de fonds dans le programme fédéral EPEE qui a quadruplé, des produits sur le marché au détail qui procurent de l'énergie verte à plus-value et la valorisation potentielle de l'énergie renouvelable dans le contexte des projets liés au changement climatique.

Transport

En août 2004, le gouvernement de l'Alberta a promulgué le règlement sur le transport d'énergie qui vise à régir la planification du transport d'énergie et l'expansion du réseau dans la province. Deux des objectifs de ce règlement sont d'accroître le degré de fiabilité du reseau et de favoriser les nouvelles sources d'approvisionnement et charges. Dans ce contexte, on a demandé à l'AESO de produire le document intitulé *10-Year Transmission System Plan (2005-2014)* (plan du réseau de transport d'énergie). Ce plan décrit les améliorations envisagées dans le couloir Edmonton-Calgary ainsi que dans les régions du sud-ouest et du nord-est de l'Alberta (figure 3.3.4).

Réseau de transport d'électricité de l'Alberta



Source : AESO

En 2004, l'AESO a déposé deux demandes clés auprès de l'EUB. La première porte sur la mise en valeur récemment approuvée de la ligne de transport de 500 kV entre Edmonton et Calgary, dont l'achèvement est prévu pour 2009. En voici certains des avantages attendus : plus grande fiabilité à Calgary et dans le sud de l'Alberta; occasions accrues d'aménagement de nouvelles centrales dans la région d'Edmonton, comme celle alimentée au

13 Depuis 1998, plus de 2 300 MW en ajouts à la production sont attribuables à la cogénération.

charbon près de Lake Wabumun ou les nouvelles installations de cogénération à proximité de Fort Saskatchewan; renflouement partiel de la capacité d'exportation jusqu'aux interconnexions vers la Colombie-Britannique et la Saskatchewan; diminution des pertes sur les lignes de transport.

La deuxième demande, toujours devant l'EUB, est celle relative au besoin d'expansion du réseau de transport dans le sud-ouest de l'Alberta. Ce projet vise à répondre aux besoins croissants à l'égard du transport compte tenu de la mise en valeur du potentiel éolien, tout en assurant la fiabilité du transport à l'échelle de la province.

Deux projets de transport marchand qui permettraient de relier directement l'Alberta aux marchés américains en sont actuellement à la phase d'élaboration. Il s'agit du projet Montana Alberta Transmission Line, une ligne de CA de 300 MW allant de Lethbridge jusqu'à Great Falls, au Montana, ainsi que du projet NorthernLights, une ligne de courant continu à haute tension (CCHT) de 2 000 MW qui relierait la région des sables bitumineux au Nord-Ouest Pacifique ou au Montana.

Les intervenants du réseau albertain travaillent actuellement avec leurs contreparties de la Colombie-Britannique et de l'Ouest des États-Unis pour établir la faisabilité d'améliorer le réseau interconnecté de transport d'énergie électrique. Un sous-groupe du comité d'évaluation du transport du Northwest Power Pool évalue nombre de possibilités et la faisabilité d'ensemble pour l'élargissement de la capacité de transport entre le nord-est de l'Alberta et la Californie.

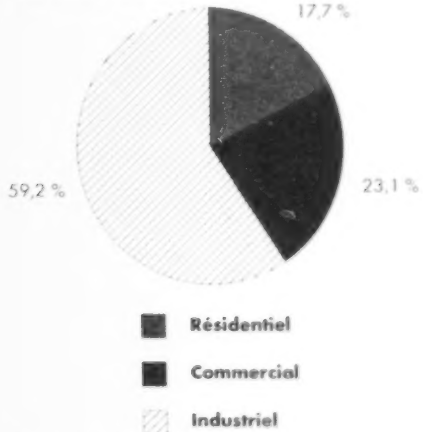
L'Alberta joue un rôle d'observateur à l'intérieur de l'OTR du réseau de l'Ouest car, pour cette province, les avantages d'en être membre sont limités étant donné qu'elle est relativement isolée des autres marchés.

Consommation

En 2003, la consommation des utilisateurs finals en Alberta a été dominée par le secteur industriel (figure 3.3.5), qui continue de prendre de l'ampleur en raison des activités dans le monde pétrolier et gazier. L'économie en expansion de la province a été à l'origine d'un autre record pour la demande de pointe, qui a atteint 9 236 MW le 22 décembre 2004.

FIGURE 3.3.5

Alberta – Demande d'électricité selon le secteur en 2003 (53 628 GWh)



Source : Statistique Canada

Il existe dans la province divers projets de gestion axée sur la demande, dont les activités proposées par Climate Change Central, un partenariat public-privé qui fait la promotion des économies d'énergie grâce au financement de programmes et à la sensibilisation. En outre, ATCO Electric, Ressources naturelles Canada et InfoEnergy Inc. soutiennent un projet pilote visant à établir si les compteurs intelligents permettront aux clients de services publics de mieux gérer leur consommation d'électricité. La réaction de la demande, qui permet aux clients du secteur industriel de réagir aux prix élevés de l'énergie sur le marché au comptant en réduisant la demande, est aussi pratiquée en Alberta.

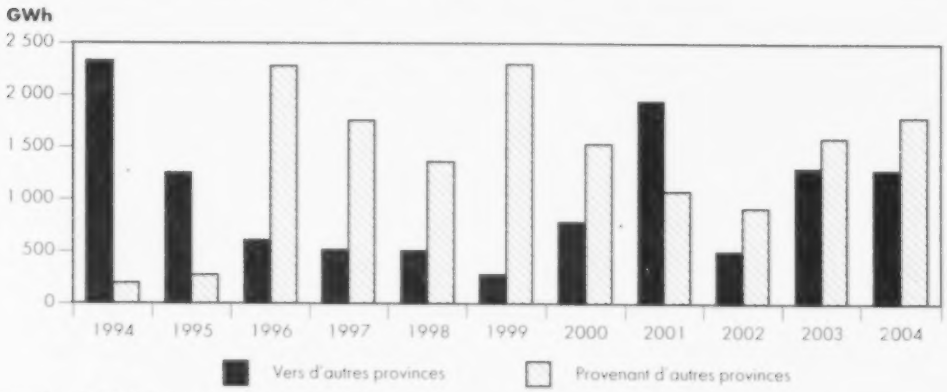
Échanges commerciaux

L'Alberta est une région de production d'énergie thermique qui dispose d'interconnexions avec la Colombie-Britannique et la Saskatchewan (figure 3.3.6).

Les possibilités d'échanges commerciaux entre l'Alberta et la C.-B. sont d'autant plus grandes que cette dernière province est en mesure de retenir de l'énergie (en emmagasinant de l'eau) alors que la première subvient à sa charge de base à partir de centrales alimentées au charbon. La quantité d'énergie acheminée entre l'Alberta et la Saskatchewan est moins grande puisque la capacité de transfert est limitée de ce côté.

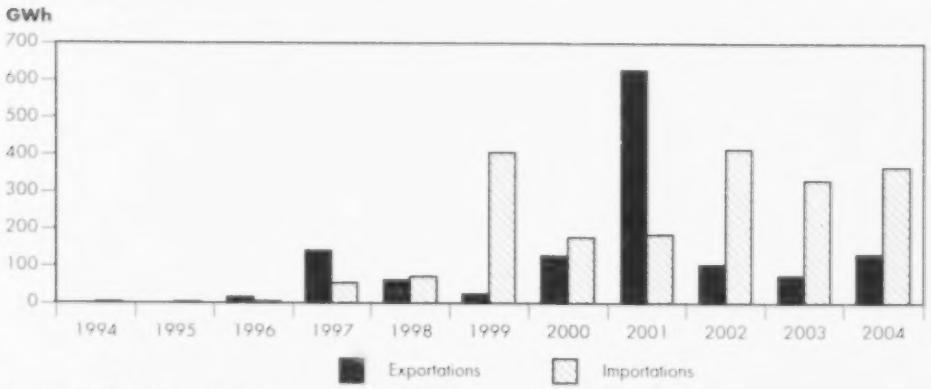
Malgré l'absence d'interconnexions directes avec les États-Unis, l'Alberta est en général un importateur net de puissance du Nord-Ouest Pacifique, qui achemine son électricité en passant par la C.-B. Cependant, en 2001, l'Alberta a exporté de l'énergie en abondance vers le Nord-Ouest Pacifique et la Californie afin de profiter du différentiel de prix découlant de la crise californienne (figure 3.3.7). Depuis 2001, les possibilités d'exportation aux heures de pointe ont été grandement réduites du fait des contraintes de transport dans la région de Calgary, d'un accès limité en passant par la Colombie-Britannique et d'occasions d'arbitrage réduites[14].

Alberta – Transferts d'électricité entre provinces



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Alberta – Échanges internationaux d'électricité



Sources : ONÉ, Statistique Canada

14 À certaines heures de pointe, la capacité d'exportation vers la Colombie-Britannique est réduite à néant en raison des contraintes de tension dans la région de Calgary.

Nombreuses ont été les périodes hors des heures de pointe propices à l'épanouissement des occasions d'exportation étant donné le différentiel de prix entre l'Alberta et le Nord-Ouest Pacifique. Cette situation résulte en partie d'une hausse de la production de la charge de base (c. à-d. centrales alimentées au charbon) en Alberta de sorte que, fréquemment, le prix de l'énergie sur le marché au comptant est fixé à des niveaux inférieurs à celui en vigueur dans le Nord-Ouest Pacifique. TransCanada, EPCOR, ENMAX et TransAlta ont été les principaux exportateurs et importateurs en 2004.

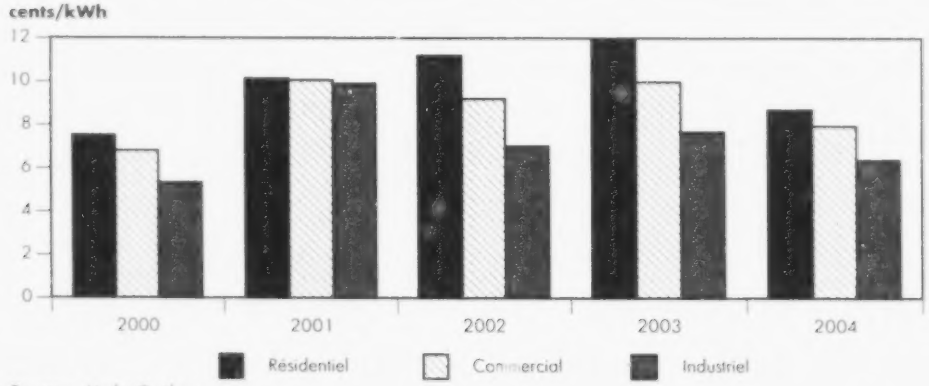
Au Canada, c'est en Alberta que les prix se sont rapprochés le plus de tarifs établis en fonction des forces du marché (figure 3.3.8). Étant donné qu'habituellement, ce sont les centrales alimentées au gaz naturel qui régissent les prix du marché au comptant pendant les heures de pointe, les prix de ce gaz déterminent ceux pratiqués sur le marché de gros en Alberta. Les prix en Alberta sont également influencés par ceux pratiqués sur le marché de gros du Nord-Ouest Pacifique, mais dans une mesure beaucoup moindre car les interconnexions sont limitées. En outre, il existe des différences à l'égard des ressources de production possibles. Il faut aussi tenir compte des stratégies adoptées par certains participants au marché de l'Alberta qui importent ou exportent selon les pénuries ou surplus dans la province.

Les prix au détail en Alberta sont constitués de deux composantes. La première est la charge d'énergie (produit de base). Depuis 2003, les prix du marché de gros ont graduellement diminué dans la foulée d'une production grandement accrue de la part de centrales efficaces alimentées au gaz naturel (figure 3.3.9). Toutefois, les avantages en découlant n'ont pas été aussi grands qu'ils auraient pu l'être du fait de l'augmentation des prix du gaz naturel, une variable qui influe sur les frais d'exploitation de ces centrales. Les prix de gros et les prix au détail qui s'ensuivent continueront de suivre la courbe des coûts du gaz naturel alors que les centrales alimentées à ce gaz régissent les tarifs de l'électricité produite dans la province.

La seconde composante est la charge de distribution et de transport. Le règlement sur le transport d'énergie exige que le coût intégral des installations de transport soit recouvré auprès des clients utilisateurs finals. En partie en raison des demandes déposées ou envisagées pour l'aménagement d'installations de transport, cette composante mènera à une augmentation globale des tarifs pour les Albertains.

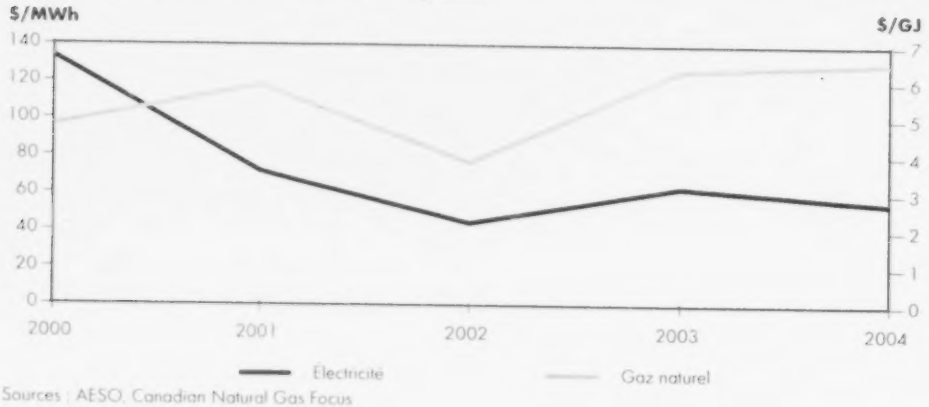
FIGURE 3.3.8

Alberta – Prix de l'électricité à Edmonton (toutes taxes exclues)



Source : Hydro-Québec

Alberta – Évolution annuelle du prix de l'électricité sur le marché de gros et du prix du gaz naturel sur le marché au comptant



Sources : AESO, Canadian Natural Gas Focus

3.3.3 *Perspectives et enjeux*

À moins d'anomalies à l'égard de la disponibilité des centrales d'où provient la charge de base, la production albertaine devrait être suffisante pendant la période 2005-2006. L'adéquation de l'offre en Alberta s'est affirmée encore davantage plus tôt cette année avec l'entrée en service de la centrale Genesee 3 alimentée au charbon. Cependant, tel que mentionné dans le plan du réseau de transport d'énergie de l'AESO, la marge de réserve de la production albertaine commencera à s'effriter puisqu'il n'existe aucune garantie, à court terme, d'un accroissement considérable de la production du réseau après Genesee 3 afin de pouvoir répondre à la hausse importante de la demande attendue pour la province. En raison de l'incertitude entourant la croissance de la charge, la mise au rancart éventuelle de centrales plus âgées et l'installation de nouvelles éoliennes, nombreux sont ceux qui croient que de nouvelles installations de production pourraient être requises pendant la période de 2007 à 2009.

Certaines personnes s'inquiètent du fait que la structure existante du marché pourrait ne pas inciter à l'aménagement de nouvelles centrales au moment opportun. Le gouvernement albertain reconnaît qu'il s'agit là d'une possibilité et cherche des solutions par la voie d'une étude du marché de gros de l'Alberta. Par ailleurs, d'autres participants dans la province soutiennent qu'une intervention politique sur le marché sera à l'origine d'une incertitude encore plus grande et aura des incidences négatives sur les investissements futurs en matière d'approvisionnement.

D'autres entités encore se préoccupent de l'accès aux vastes marchés de la côte ouest des États-Unis. Un meilleur accès pourrait être plus propice à de nouvelles installations de cogénération dans la région des sables bitumineux car il amenuiserait le risque de voir cette électricité emprisonnée en Alberta.

L'étude du marché de gros de l'Alberta porte sur des problèmes à court terme et produira des recommandations en vue de l'amélioration de la fiabilité du réseau, tout en soulignant les différences par rapport aux caractéristiques d'exploitation de marchés voisins au Canada et aux États-Unis. Une telle reconnaissance pourrait mener à un élargissement des transferts d'énergie à l'intérieur de régions reliées au moyen d'interconnexions.

Les abonnés albertains devraient bénéficier de la situation actuelle où l'offre excède la demande, en particulier depuis l'ajout de Genesee 3. Toutefois, un équilibre cherchera à se rétablir alors que la demande continue de croître. De plus, compte tenu des répercussions des prix du gaz naturel et des

coûts plus élevés liés à l'aménagement d'installations de transport, des pressions à la hausse seront exercées sur l'ensemble des tarifs d'électricité.

À court terme, les possibilités d'exportation d'énergie pourraient s'étendre. Divers facteurs pourraient favoriser des exportations accrues de l'Alberta vers la Colombie-Britannique ou le Nord-Ouest Pacifique. Par exemple, les prix sur le marché au comptant en Alberta pourraient être inférieurs en dehors des heures de pointe compte tenu de l'ajout de Genesee 3, ceux dans le Nord-Ouest Pacifique pourraient subir une pression à la hausse en raison des bas niveaux d'eau au cours de l'année, puis de moindres contraintes à l'exportation attribuables aux installations de transport dans la région de Calgary.

La pression sur les exportations vers l'Alberta est à la baisse du fait des questions cernées dans un récent rapport de l'ASM sur les conditions économiques propres à l'énergie transportée sur la ligne d'interconnexion avec la Colombie-Britannique. Ainsi, certains importateurs ont des doutes quant aux mesures qu'ils peuvent prendre pour combler un déficit de leurs portefeuilles.

L'examen du marché au détail jette un regard sur les tarifs réglementés dont l'échéance est prévue pour le 1er juillet 2006. Les consommateurs qui n'auront alors toujours pas signé de contrat concurrentiel tomberont automatiquement sous le coup d'un contrat d'approvisionnement implicite du fournisseur avec lequel ils traitent déjà. Le règlement en place stipule que ces consommateurs seront assujettis à un prix moyen du produit de base selon le débit mensuel. Le ministère de l'Énergie de l'Alberta étudie actuellement les différentes possibilités relatives à l'approvisionnement implicite afin d'établir s'il s'agit là d'une façon appropriée de répondre aux besoins des clients du secteur résidentiel.

Un autre élément qui touche l'offre future d'électricité en Alberta et le coût global pour les utilisateurs finals est le plan du gouvernement fédéral afin de s'acquitter de l'engagement pris par le Canada dans le contexte du *Protocole de Kyoto*. Selon les exigences définitives imposées à l'endroit des gros émetteurs, deux problèmes peuvent surgir. D'abord, les coûts variables associés aux centrales alimentées au charbon ainsi que ceux, dans une moindre mesure, associés aux centrales alimentées au gaz naturel, pourraient augmenter et être à l'origine d'une hausse des prix de vente sur les marchés de gros et au détail. Ensuite, les technologies évoluent et les décisions prises subséquemment, compte tenu des conditions économiques qui prévalent, en vue de la construction de nouvelles centrales alimentées au charbon, deviennent toujours plus complexes.

On s'affairait déjà, avant l'engagement pris par le Canada dans le contexte du *Protocole de Kyoto*, à réduire les émissions associées à la production d'électricité. La Clean Air Strategic Alliance (CASA) a élaboré un cadre de gestion des émissions atmosphériques approuvé par le conseil des ministres de la province au début de 2004. Ce cadre mènera à une réduction des émissions de mercure, d'oxydes d'azote (NO_X), d'oxydes de soufre (SO_X) et de matières particulaires. Pour ce qui est des sensibilités à l'égard de la qualité de l'air, les promoteurs de projets de production d'électricité ont commencé à se préoccuper des incidences des émissions possibles, comme en font foi le choix de technologies plus efficaces incorporées à la centrale Genesee 3, le projet Centennial de 450 MW envisagé par TransAlta et le projet Bow City de 1 000 MW proposé par Luscar. En outre, la Canadian Clean Power Coalition, une entité qui regroupe ATCO Power, EPCOR, TransAlta, Luscar et d'autres entreprises du pays, est en train d'élaborer des technologies faisant appel à du charbon épuré.

Tel qu'indiqué dans la section sur la Colombie-Britannique, certaines possibilités pourraient être évaluées pour ce qui est des transferts d'énergie entre cette province et l'Alberta. Cette dernière pourrait très bien être en mesure d'aménager des installations de production thermique de la charge de base, soit par cogénération dans des régions comme celle des sables bitumineux, soit à l'aide de centrales alimentées au charbon près d'Edmonton. La Colombie-Britannique pourrait alors bénéficier

Charbon épuré

Les technologies faisant appel au charbon épuré permettent de réduire de façon notable les émissions des centrales alimentées au charbon, en particulier celles d'oxydes d'azote (NO_X), d'oxydes de soufre (SO_X), de dioxyde de carbone (CO_2), de matières particulaires et de métaux lourds comme le mercure. Les NO_X et SO_X se retrouvent dans les pluies acides, le CO_2 est la principale composante des gaz à effet de serre et les matières particulaires, tout comme les métaux lourds, causent des inquiétudes sur le plan de la santé.

Voici donc un aperçu des technologies faisant appel au charbon épuré.

Charbon pulvérisé supercritique

Les centrales au charbon pulvérisé supercritique sont des centrales alimentées au charbon qui sont plus perfectionnées et qui fonctionnent à des températures ainsi qu'à des pressions plus élevées, de sorte qu'elles consomment moins de charbon et produisent moins de CO_2 par MWh. Elles sont munies de brûleurs, d'épurateurs et de dépoussiéreurs spéciaux qui réduisent les émissions de NO_X, de SO_X et de matières particulaires. La centrale Genesee 3, mise en service en mars 2005 en Alberta, est un exemple de centrale alimentée au charbon pulvérisé supercritique.

Combustion en lit fluidisé

Une centrale à combustion en lit fluidisé, comme celle de Point Aconi, en Nouvelle-Écosse, comporte des installations permettant de maintenir en suspension un mélange de calcaire et de charbon pulvérisés au fond d'une chaudière grâce à un courant d'air chaud qui se déplace vers le haut. Alors que le charbon est brûlé dans ce mélange presque liquide, le soufre qui se dégage des gaz de combustion s'allie au calcaire pour former un composé solide qu'il est possible de retirer en même temps que les cendres. Même si de telles centrales ne sont pas plus efficaces que celles alimentées strictement au charbon, leur conception permet de réduire les émissions de SO_X et de NO_X.

Gazéification intégrée à cycle combiné (GICC)

Une définition stricte des technologies faisant appel au charbon épuré en limiterait l'application à la GICC, plus propre et plus efficace que les centrales classiques alimentées au charbon. Les centrales de GICC traitent le charbon afin de le transformer en un gaz, en éliminant du même coup le soufre, les métaux lourds et les matières particulaires avant combustion. Ce gaz est par la suite brûlé dans une centrale à cycle combiné à haut rendement à l'origine d'émissions réduites de CO_2. De plus, l'absence de matières particulaires fait qu'il est plus simple de retirer les NO_X des gaz d'échappement et ouvre toute grande la porte à la GICC dans le contexte de futurs projets de séquestration du CO_2 visant la capture et le stockage de ce gaz dans des formations géologiques comme la roche réservoir pétrolifère. Il n'existe pas de centrales de GICC exploitées au Canada à l'heure actuelle, mais elles sont présentes aux États-Unis, en Europe et au Japon.

La Canadian Clean Power Coalition, une entité qui regroupe des sociétés détenant des participations dans des centrales alimentées au charbon, prévoit avoir recours aux technologies les plus modernes afin de permettre aux futures centrales au charbon de respecter les exigences environnementales en vigueur. Une centrale de démonstration, devant ouvrir ses portes d'ici 2012, sera conçue de manière à éliminer les gaz à effet de serre et toutes les autres émissions.

du transfert de la production excédentaire de la charge de base tout en acheminant elle-même de l'énergie, pendant les périodes de pointe, à partir de ses ressources hydroélectriques. D'ici 2009, l'Alberta devrait normalement avoir allégé les contraintes de transport de manière telle à augmenter sa capacité d'exportation d'énergie de 700 MW à toute heure de la journée. Deux avantages possibles comprennent l'amélioration des conditions économiques d'ensemble associées à la production de la charge de base et une diminution des coûts de l'énergie en période de pointe.

Pour que les abonnés des deux provinces puissent profiter au maximum de la diversité qui existe entre la capacité hydroélectrique de la Colombie-Britannique et une production thermique de la charge de base fiable en Alberta, il faut une analyse continue accompagnée de mesures pertinentes.

3.3.4 *Résumé*

Même si l'Alberta dispose actuellement d'une saine marge de réserve, certaines activités ont déjà été entreprises pour faire en sorte que l'offre permette de répondre à la robuste croissance de la demande prévue dans un avenir proche. Par l'entremise de ses études des marchés au détail et de gros, le ministère de l'Énergie de l'Alberta est en train d'élaborer une stratégie visant à assurer une production suffisante pour répondre aux besoins des consommateurs.

3.4 Saskatchewan

Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), service public à intégration verticale et société d'État, dessert la plus grande partie de la province. L'objectif visé par SaskPower est d'être un fournisseur d'électricité à faible coût autosuffisant et soucieux de l'environnement. Cette société a adopté une démarche à l'égard du changement climatique, a constitué un portefeuille d'énergie verte et a mis en œuvre un système de gestion de l'environnement conforme à la norme ISO 14001.

3.4.1 *Structure du marché*

SaskPower est exploitée dans le contexte d'un mandat et d'une autorité qui lui sont conférés en vertu de la loi intitulée *Power Corporation Act*. Le conseil d'administration est tenu de rendre compte au ministre responsable de SaskPower. Le ministre fait le lien entre la société et le conseil des ministres ainsi qu'avec l'assemblée législative de la province. Les augmentations tarifaires proposées par SaskPower sont passées en revue par la commission d'examen des tarifs de la Saskatchewan à la demande du ministre responsable du Crown Management Board, puis les décisions prises doivent être approuvées par le conseil des ministres.

L'affichage d'un TAORT en 2001 a ouvert le réseau de l'électricité de la Saskatchewan au marché de gros. Le TAORT permet à des tiers producteurs d'exporter et des concurrents sont en mesure de réserver un accès au réseau de transport de SaskPower de manière à faire transiter de l'énergie par la province ou encore de vendre de l'électricité aux services publics municipaux de Swift Current ou de Saskatoon, les seuls clients de gros de SaskPower. La Saskatchewan ne prévoit aucune autre restructuration, sauf s'il est clair que la province en tirera avantage.

SaskPower est le principal service d'électricité de la province. NorthPoint Energy Solutions, Inc. (NorthPoint), créée en 2001 afin de répondre à l'exigence de séparation entre les services de transport et ceux de marketing prévue dans le TAORT, est une filiale à part entière de SaskPower. NorthPoint s'occupe des services de gestion de la charge et la production ainsi que des échanges d'énergie liés aux actifs de production de SaskPower. Les fonctions propres aux échanges commerciaux comprennent la vente de la production excédentaire à l'extérieur de la province et l'achat d'électricité pour pallier aux pénuries constatées dans la charge provinciale ou lorsque des possibilités d'achat à moindre coût se présentent.

Le premier ministre de la Saskatchewan a récemment pris un engagement à l'effet que les consommateurs de sa province profiteraient du forfait de services publics de base au plus faible coût qui soit au Canada. Dans cette optique, SaskPower s'efforce d'assurer l'équité de ses structures

tarifaires. L'extension de l'infrastructure des services d'électricité constitue en outre un outil d'expansion économique en Saskatchewan.

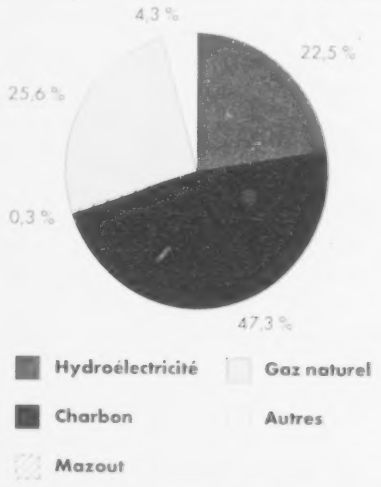
Puisque l'électricité produite dans la province l'est principalement à partir de centrales alimentées au charbon, les normes éventuelles sur le changement climatique constituent une question assez épineuse. SaskPower a adopté un portefeuille d'énergie verte qui se concentre sur les éoliennes, les projets de production à petite échelle d'énergie privilégiée pour l'environnement (EPE) et les initiatives de gestion axée sur la demande.

3.4.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Production

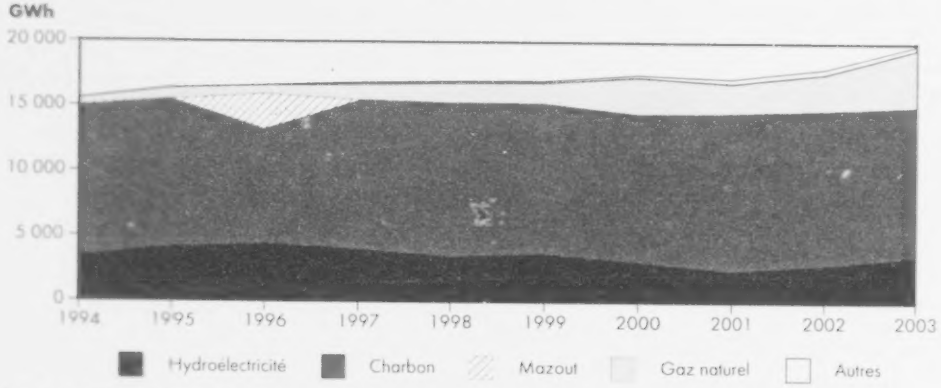
Environ la moitié de la capacité de production de la province provient de centrales alimentées au charbon (figure 3.4.1). L'autre moitié est partagée entre les centrales hydroélectriques, les centrales au gaz naturel et un petit nombre d'éoliennes. La capacité de production de SaskPower est de 3 056 MW. De plus, cette société a conclu des conventions d'achat d'électricité avec les installations de cogénération Cory et Meridian ainsi qu'avec le projet d'énergie éolienne SunBridge, pour une capacité totale de 3 505 MW. L'expansion récente du côté des centrales alimentées au gaz naturel découle de l'aménagement des installations de cogénération Cory et Meridian (figure 3.4.2)[15].

Saskatchewan – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (3 786 MW)



Source : Statistique Canada

Saskatchewan – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

15 La centrale de cogénération Cory, près de Saskatoon, est une coentreprise d'ATCO Power et de SaskPower International, le prolongement de SaskPower pour les projets d'aménagement. La centrale de cogénération Meridian, près de Lloydminster, est une coentreprise de Husky Oil Ltd. et de TransAlta Cogeneration L.P. Le projet d'énergie éolienne SunBridge, à l'ouest de Swift Current, est le fruit d'un partenariat à parts égales entre Enbridge Inc. et Suncor Energy Inc.

Le changement climatique et ses incidences pose un défi de taille à la Saskatchewan, une région où l'énergie est principalement de source thermique. Une grande partie des centrales de SaskPower alimentées au charbon devront être mises au rancart d'ici 15 ans, ce qui signifie que des décisions devront être prises en vue de leur remplacement au cours des six prochaines années. Dans l'intervalle, SaskPower répond à une demande croissante en investissant dans des technologies de production à l'origine d'augmentations nulles des émissions nettes de carbone. Par conséquent, la part des centrales alimentées au charbon a régressé d'environ 4 % entre 2002 et 2003 tandis que les achats d'énergie de SaskPower ont augmenté de quelque 5 % pendant la même période (figure 3.4.2).

Le programme d'ÉPE fait partie intégrante de la stratégie visant à répondre aux besoins d'une charge croissante au cours des prochaines années grâce à des installations n'ayant que peu d'incidences sur l'environnement. Les projets admissibles à ce programme produiraient généralement entre 0,025 MW et 5,0 MW pour une production supplémentaire totale de 45 MW au cours des trois prochaines années. Les technologies admises regroupent notamment les éoliennes, les projets hydroélectriques à faible incidence, la biomasse, l'énergie solaire, le gaz brûlé à la torche et la récupération d'énergie à partir de sources de chaleur résiduelle existantes. Les exploitants qui proposent de l'ÉPE seraient tenus de vendre toute l'électricité produite à SaskPower. Deux projets d'éoliennes et un autre de récupération de la chaleur ont été choisis à la première année du programme.

Réseau de transport d'électricité de la Saskatchewan

Source : SaskPower

Afin d'ajouter à son portefeuille d'énergie verte (éoliennes Cypress d'une capacité de 11 MW), SaskPower International installe des éoliennes d'une capacité supplémentaire de 150 MW dans la région de Rushlake Creek, dans le sud-ouest de la Saskatchewan.

Transport

Le réseau de transport de SaskPower (figure 3.4.3) dessert approximativement trois clients par kilomètre parcouru alors que la moyenne nord-américaine est de 12 clients. Cette faible densité est attribuable à la vaste région desservie et au fait que la population y est répartie tous azimuts, ce qui fait obstacle à la création et au maintien en bon état d'une infrastructure de distribution d'énergie appropriée.

Dans une proportion d'environ 70 %, les installations de transport et de répartition de SaskPower ont plus de 30 ans. Compte tenu de son programme d'entretien, SaskPower ne prévoit pas que d'importants remplacements devront être effectués.

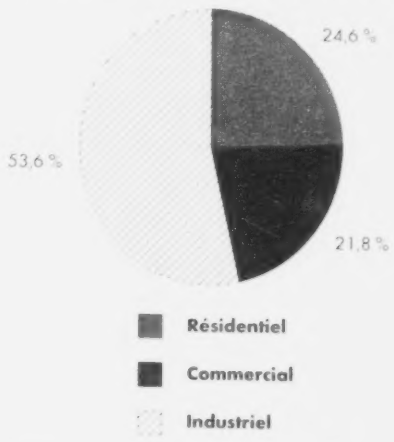
SaskPower était membre du Mid-Continent Area Power Pool (MAPP), maintenant connu sous le nom de Midwest Reliability Organization (MRO). La société est récemment devenue une région de contrôle

agréée du NERC et cherche à se faire reconnaître par ce conseil et le MRO à titre de coordonnateur de la fiabilité.

Consommation

L'industrie pétrolière et gazière est le plus gros consommateur d'électricité de la Saskatchewan et une charge d'importance, à l'entrée ou à la sortie du réseau, pourrait faire varier de 10 % les besoins d'ensemble de cette province. Les grandes pipelinières comme TransCanada PipeLines Limited ou Enbridge Pipelines Inc. comptent parmi les plus gros clients de SaskPower. La croissance de l'industrie pétrolière et gazière ainsi que son utilisation toujours plus intense d'entraînements électriques contribuent également beaucoup à l'accroissement de la demande. La demande d'électricité selon le secteur est illustrée à la figure 3.4.4.

Saskatchewan – Demande d'électricité selon le secteur en 2003 (17 678 GWh)



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Même si, en Saskatchewan, la demande de pointe survient en hiver, ce qui est en partie dû à la prévalence du chauffage électrique dans le nord de la province, les pointes d'été sont plus élevées d'année en année, surtout dans les centres de consommation plus au sud où la climatisation des résidences est en croissance. Auparavant, les pointes d'été équivalaient à quelque 70 % de celles en hiver, mais ces dernières années, ce pourcentage est passé à environ 90 %. La demande de pointe a atteint un niveau record de 2 954 MW le 20 décembre 2004.

Energy Solutions, le programme de gestion axée sur la demande de SaskPower, qui se limitait auparavant à la modification d'immeubles commerciaux et industriels en vue d'y réaliser des gains d'efficacité, est désormais élargi aux installations communautaires.

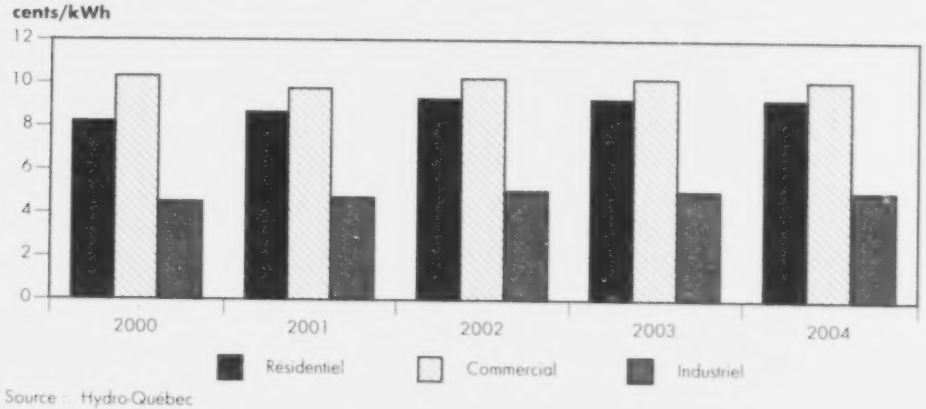
L'interfinancement entre les catégories tarifaires de SaskPower a signifié un gain de certains clients aux dépens de certains autres, mais l'écart s'est beaucoup rétréci depuis la modification des tarifs adoptée en décembre 2004. La figure 3.4.5 illustre les prix de l'électricité à Regina par catégorie de clients, sur la période de cinq ans précédant le changement en question.

En août 2004, SaskPower avait demandé une augmentation moyenne pondérée de 9 % pour l'ensemble de son réseau, devant entrer en vigueur le 1er septembre 2004, en décrivant les diverses pressions exercées sur ses coûts. En décembre 2004, la commission d'examen des tarifs de la Saskatchewan a recommandé au ministre responsable du Crown Management Board une augmentation moyenne pondérée de 6 % pour l'ensemble du réseau, faisant valoir la possibilité d'un choc tarifaire au-delà de ce pourcentage.

Échanges commerciaux

La Saskatchewan n'a pas construit de centrales à des fins d'exportation à long terme mais le TAORT affiché par SaskPower l'a été à des fins de réciprocité pour permettre la poursuite des échanges d'électricité et des possibilités de transit, dans un contexte où d'autres entités transportent de l'énergie vers des utilisateurs finals en passant par le réseau de la province. En outre, NorthPoint conclut des

Saskatchewan – Prix de l'électricité à Regina (toutes taxes exclues)



Source : Hydro-Québec

échanges énergétiques lorsqu'il faut atténuer les écarts et gérer la position occupée par SaskPower ou encore lorsqu'il est possible de tirer avantage de certaines occasions découlant des écarts de prix entre les régions.

Les voisins de la Saskatchewan sont en mesure de produire à des coûts relativement faibles et la province a été un importateur net d'énergie entre 1996 et 2001. La situation inverse a pu être observée de 2002 à 2004, mais les mouvements les plus récents présagent d'un retour à une position d'importateur net. Les transferts élevés en 2003 correspondent à une période de sécheresse au Manitoba, alors que cette province est devenue un importateur net de façon à répondre à sa propre demande. Toujours en 2003, les exportations de SaskPower ont représenté 9 % du total des produits d'exploitation de la société. La Saskatchewan vend aussi de l'électricité à l'Alberta et à l'Ontario, mais dans une moindre mesure. Les contraintes imposées par l'interconnexion entre la Saskatchewan et l'Alberta limitent les possibilités d'échanges. De plus, le marché en temps réel en Alberta a tendance à être moins stable que les autres marchés vers lesquels la Saskatchewan peut orienter son énergie. Les transferts vers l'Ontario se font habituellement sur de courtes périodes (le plus souvent calculées en heures) et pour des blocs de faible importance (p. ex., 25 MW), par l'entremise de réseaux de transport voisins (figure 3.4.6).

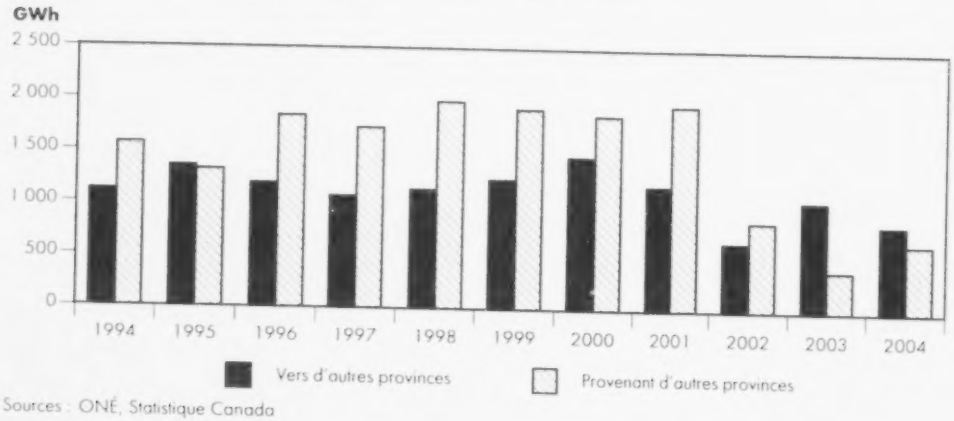
NorthPoint conclut des échanges à l'intérieur d'un axe nord-sud (figure 3.4.7) qui offre davantage de possibilités d'arbitrage et permet l'accès à un certain nombre de partenaires éventuels de la région Midwest Independent Transmission System Operator, Inc. (MISO). L'ouverture du marché de l'énergie du Midwest, en avril 2005, offre l'occasion d'élargir les échanges commerciaux avec les États-Unis.

3.4.3 *Perspectives et enjeux*

Même si SaskPower dispose d'une capacité de production suffisante pour la période dont traite le présent rapport, l'infrastructure de la Saskatchewan vieillit, les frais d'exploitation augmentent et l'incertitude règne en ce qui a trait au changement climatique ainsi qu'aux questions de nature environnementale, en pleine évolution.

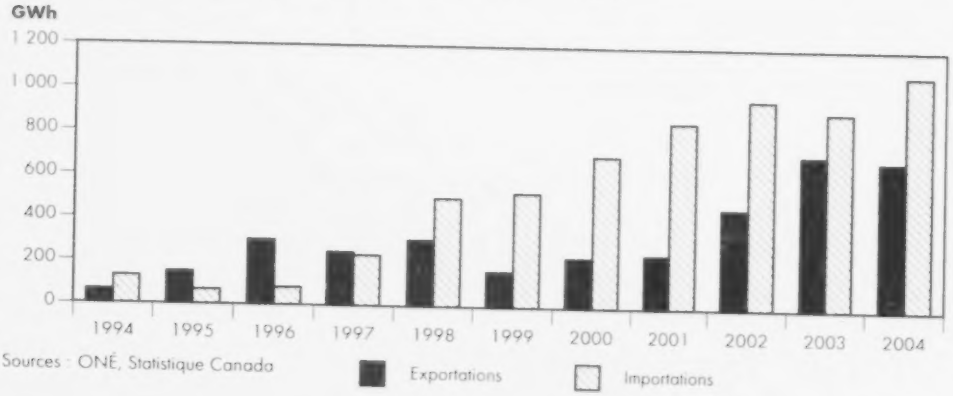
Tel qu'indiqué, dans une proportion importante, les centrales de SaskPower alimentées au charbon devront être mises au rancart au cours des 15 prochaines années. Puisque les ressources charbonnières de la province sont abondantes, le charbon continuera de jouer un rôle de premier plan pour

Saskatchewan – Transferts d'électricité entre provinces



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Saskatchewan – Échanges internationaux d'électricité



Sources : ONÉ, Statistique Canada

l'alimentation énergétique de la Saskatchewan. En sa qualité de membre de la Canadian Clean Power Coalition, de la Zero Emissions Coal Alliance et du Lignite Energy Council, SaskPower étudie de nouvelles technologies qui lui permettront de continuer à avoir recours à des centrales alimentées au charbon de façon plus durable.

Afin de répondre à ses besoins de charge, SaskPower est partenaire ou a conclu des conventions d'achat d'électricité avec des installations de cogénération, qui sont alimentées au gaz naturel. En tenant compte d'autres augmentations importantes, les prix plus élevés du gaz naturel et leur variabilité ont poussé à la hausse les frais de SaskPower et ont peut être même fait augmenter les risques inhérents à la structure de ses coûts.

SaskPower est en train d'évaluer des technologies axées sur l'énergie renouvelable et de remplacement afin de répondre, au moyen d'ÉPE, à des besoins de production allant croissants. Elle le fait ainsi dans des circonstances où les risques sont faibles tout en répondant à ses besoins de charge supplémentaires. SaskPower évalue également d'autres technologies de production possibles comme l'hydroélectricité, le gaz naturel et l'énergie nucléaire, même si chacune de ces possibilités comporte des désavantages pour la société.

L'évaluation des nouvelles technologies et la poussée à la faveur du « charbon épuré » dérivent en partie de l'anticipation des nouvelles normes qu'il faudra respecter pour répondre aux objectifs d'atténuation du changement climatique[16]. Le besoin de nouvelles centrales dans la province coïncide avec le moment où ces nouvelles normes devraient normalement être adoptées. En prenant le temps d'évaluer les différentes possibilités qui s'offriront à elle au cours des quelques prochaines années, SaskPower pourra adopter un amalgame de technologies de production qui lui permettront d'atteindre l'équilibre optimal requis entre une offre fiable d'énergie à un coût relativement faible et une production répondant à diverses exigences environnementales.

3.4.4 *Résumé*

Les besoins à l'égard de nouvelles installations de production, les coûts plus élevés, notamment pour les combustibles, ainsi que le resserrement des normes sur les émissions et l'environnement sont autant de facteurs qui exerceront des pressions à la hausse sur les frais de SaskPower. Ces pressions seront elles-mêmes à l'origine d'augmentations des tarifs de l'électricité qui seront imposés aux consommateurs de la Saskatchewan.

3.5 Manitoba

Hydro-Manitoba possède et exploite, à toutes fins utiles, l'ensemble des composantes de l'industrie de l'électricité de la province, dominée par la production hydroélectrique. Elle s'efforce particulièrement d'offrir de l'électricité à faible coût aux consommateurs et de profiter au maximum de la valeur à l'exportation de ses actifs hydroélectriques. L'hydroélectricité émet relativement peu de gaz à effet de serre et d'autres agents de pollution atmosphérique, une caractéristique dont Hydro-Manitoba fait la promotion pour commercialiser son produit. Les mesures de gestion axée sur la demande et autres programmes environnementaux permettent à la société de dégager un volume disponible maximal d'électricité à des fins d'exportation.

3.5.1 *Structure du marché*

Hydro-Manitoba est une société d'État qui appartient à la province, sous l'égide de la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba. Cette régie, dont les membres sont nommés par le conseil des ministres de la province, relève du ministre responsable de la *Loi sur l'Hydro-Manitoba*. Pour le marché au détail, les tarifs de l'électricité sont réglementés par la Régie des services publics du Manitoba. En septembre 2002, le gouvernement manitobain a créé le ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie, dont le mandat consiste à mettre en valeur les ressources énergétiques de la province, en particulier les sources non conventionnelles émergentes d'énergie comme les éoliennes.

En 1997, Hydro-Manitoba a publié son TAORT qui, dans les grandes lignes, respecte le tarif pro-forma américain de la FERC. Ce TAORT permet à des tiers d'utiliser le réseau de transport du Manitoba, à l'intérieur des limites de la capacité disponible, en plus de faciliter la réciprocité pour de tels utilisateurs tiers. Ce tarif réciproque de libre-accès permet à Hydro-Manitoba de tirer le maximum des occasions d'exportation.

Hydro-Manitoba a acquis Winnipeg Hydro en 2002, devenant alors le seul service public d'électricité de la province. Il existe également quelques petites installations de production appartenant à des industries locales. En outre, les premières éoliennes au Manitoba sont en voie d'être érigées par des promoteurs du secteur privé et la production sera vendue à Hydro-Manitoba.

16 SaskPower a pris volontairement l'engagement de réduire, d'ici 2012, ses émissions de gaz à effet de serre jusqu'à un niveau inférieur de 6 % à ce qu'il était en 1990.

Les composantes clés du plan stratégique du Manitoba sur l'électricité sont de fournir aux consommateurs de la province les tarifs les plus bas qui soient en Amérique du Nord pour l'électricité, tout en dégageant le maximum de revenus des exportations d'énergie nettes. La province met bien en évidence la fiabilité de son énergie de même que ses tarifs d'électricité bas et stables pour attirer des industries. Cette stratégie a été à l'origine du déménagement de certaines industries, auparavant situées à l'extérieur de la province, en des endroits qui avaient connu des augmentations de prix ces dernières années. Qui plus est, des efforts sont déployés pour veiller à ce que les nouveaux projets d'infrastructure permettent aux habitants de la province de tirer le plus d'avantages possible en termes d'emplois ainsi que d'achat de produits et services.

3.5.2 *Faits nouveaux sur le marché*

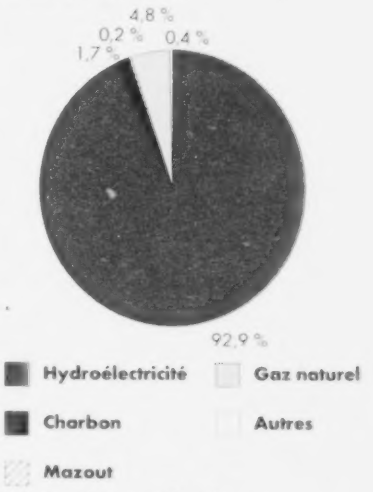
Production

L'hydroélectricité compte pour environ 98 % de l'énergie produite dans la province (figures 3.5.1 et 3.5.2). Hydro-Manitoba détient aussi une centrale alimentée au charbon et quatre autres alimentées au gaz naturel. Certaines installations de production au diesel existent en des lieux isolés, mais elles ne sont pas reliées au réseau de transport. Même si son infrastructure prend de l'âge, Hydro-Manitoba ne prévoit mettre au rancart aucune de ses installations dans un avenir proche.

La société est d'avis qu'environ la moitié seulement des ressources hydroélectriques potentielles ont été mises en valeur et a repéré 16 endroits où des centrales pourraient éventuellement être aménagées. Il s'agit notamment de la centrale Wuskwatim, d'une capacité de 200 MW, qui produirait une énergie excédentaire aux besoins de la province dans le contexte d'une date de mise en service

FIGURE 3.5.1

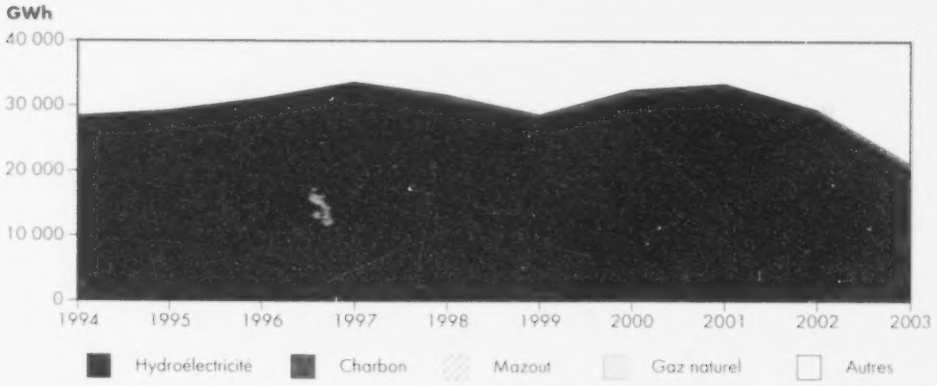
Manitoba – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (5 407 MW)



Source : Statistique Canada

FIGURE 3.5.2

Manitoba – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

envisagée tombant entre 2011 et 2020[17]. En faisant en sorte d'ouvrir les portes de cette centrale avant que l'électricité produite ne soit requise par la province, le service public pense pouvoir exporter l'excédent d'énergie vers divers marchés au Canada et aux États-Unis.

L'Initiative de transfert d'énergie propre (ITÉP) est un projet conjoint du Manitoba et de l'Ontario qui prévoit l'aménagement de nouvelles installations de production hydroélectriques afin d'exporter vers cette dernière province une quantité d'énergie supplémentaire pouvant atteindre 1 500 MW.

La capacité de stockage et les caractéristiques d'exploitation du réseau hydroélectrique du Manitoba pourraient faciliter l'implantation d'éoliennes puisqu'il serait possible d'avoir recours à l'hydroélectricité en l'absence de vent. Conséquemment, grâce à un amalgame éoliennes et hydroélectricité, il serait possible de proposer de l'énergie garantie. Hydro-Manitoba a indiqué qu'elle produirait ou achèterait, si cela était rentable et techniquement viable, 250 MW d'électricité produite à partir d'éoliennes. La promotion de l'énergie éolienne par la province du Manitoba a été à l'origine de plans d'aménagement d'un premier parc indépendant d'éoliennes au sud-ouest de Winnipeg. Ce projet d'une capacité de 99 MW devrait être mené à terme d'ici la fin de 2005.

Réseau de transport d'électricité du Manitoba

Source : Hydro-Manitoba

Transport

Le Manitoba dispose d'un réseau de transport d'envergure puisque la plus grande partie de son électricité est produite le long du bassin du fleuve Nelson, dans le nord de la province (figure 3.5.3). Une capacité de transport de CCHT sur de longues distances est souhaitable afin de pouvoir, de façon rentable, acheminer de l'électricité vers les centres de consommation du sud de la province.

Il existe 12 interconnexions entre le Manitoba et les provinces ou États voisins. Même si, en général, le Manitoba est un exportateur net, il lui fallait pouvoir importer de l'électricité en vue d'assurer l'approvisionnement des Manitobains pendant la récente sécheresse. En novembre 2002, la ligne de transport d'énergie Glenboro-Dakota du Nord est entrée en service. Cette ligne visait surtout à accroître la capacité

17 La nation crie Nisichawayasihk, partenaire éventuel d'Hydro-Manitoba pour ce projet, y détiendrait une participation pouvant atteindre 33 %, alors que celle détenue par Hydro-Manitoba serait d'au moins 67 %.

d'importation du Manitoba, mais elle a aussi permis d'augmenter de 175 MW sa capacité d'exportation vers les États-Unis.

Hydro-Manitoba envisage de construire une nouvelle ligne de transport de CCHT de 500 kV, à l'est du lac Winnipeg, qui devrait normalement entrer en service en 2012. Cette ligne permettrait de réduire les pertes de transport en plus de garantir plus de sûreté et une plus grande fiabilité. Si l'ITÉP va de l'avant (pendant la période allant de 2014 à 2018), d'importants ajouts au réseau de transport seraient requis afin de pouvoir acheminer de l'électricité jusqu'au réseau de l'Ontario. Trois possibilités distinctes ont été cernées à cet égard[18].

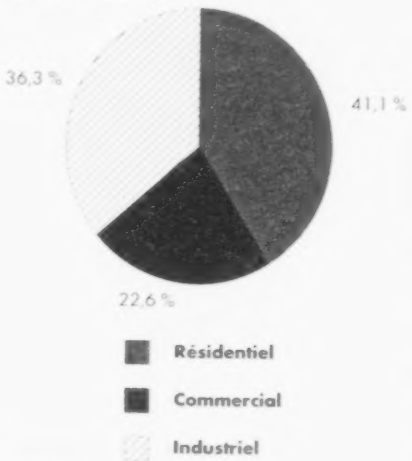
Consommation

La demande du secteur résidentiel est celle dont la croissance est la plus rapide au Manitoba, où la population continue d'augmenter, tout comme le nombre de mises en chantier d'habitations (figure 3.5.4). À cela s'ajoute le fait que les chauffe-eau électriques ont souvent la faveur dans les nouvelles résidences.

Les faibles coûts d'exploitation associés aux installations de production hydroélectriques de la province, plus les revenus d'exportation, permettent au service public de continuer à offrir des tarifs peu élevés aux consommateurs manitobains. Cependant, les coûts supplémentaires découlant de l'importation d'énergie, afin de répondre à la demande alors que des conditions de sécheresse prévalaient en 2003 2004, tout comme les frais d'exploitation plus élevés, ont poussé Hydro-Manitoba à présenter, en 2004, une demande d'augmentation tarifaire à la Régie des services publics de la province. Il en a résulté une première hausse des tarifs en sept ans pour les clients du secteur résidentiel et les petits commerces. Pour ce qui est des clients du secteur industriel, il s'agissait d'une première augmentation en 12 ans (figure 3.5.5). Une fois évaluée toute l'étendue des pertes après la sécheresse, la Régie des services publics du Manitoba a autorisé un accroissement de 5 % pour toutes les classes tarifaires à compter du 1er août 2004, et une seconde augmentation générale de 2,5 % à compter du 1er avril 2005. En dépit de ces hausses, l'électricité manitobaine continue d'être celle qui coûte le moins cher au Canada.

FIGURE 3.5.4

Manitoba – Demande d'électricité selon le secteur en 2003 (18 406 GWh)



Sources : ONÉ, Statistique Canada

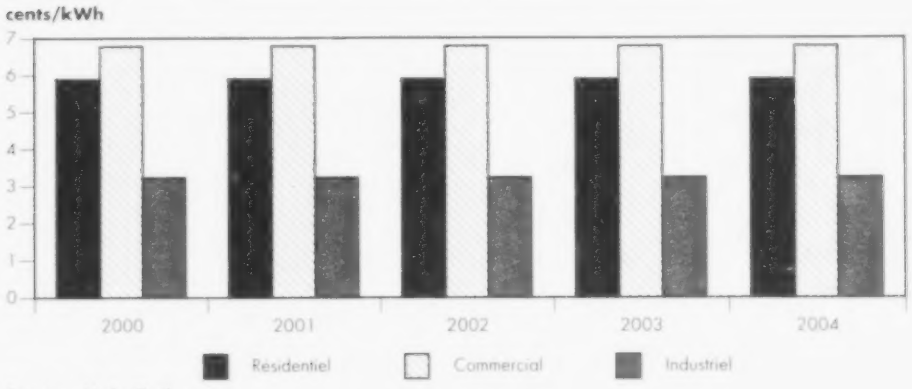
En décembre 2004, Hydro-Manitoba a annoncé qu'elle doublait l'objectif visé dans le cadre du programme de gestion axée sur la demande Éconergique afin de réduire la demande de pointe de 640 MW d'ici 2018. Cette économie d'énergie éventuelle est ajoutée à la capacité de production en tant qu'excédent exportable. Les revenus découlant de l'exportation de l'énergie excédentaire contribuent à maintenir des prix peu élevés au profit des Manitobains. Pour l'exercice terminé le 31 mars 2003, une tranche d'environ 34 % des produits d'exploitation tirés de l'électricité par Hydro-Manitoba est attribuable aux ventes d'énergie à l'extérieur de la province.

Échanges commerciaux

Le Manitoba vend de l'hydroélectricité aux provinces et États voisins (figures 3.5.6 et 3.5.7). La plupart des années, le Manitoba est un exportateur net. En

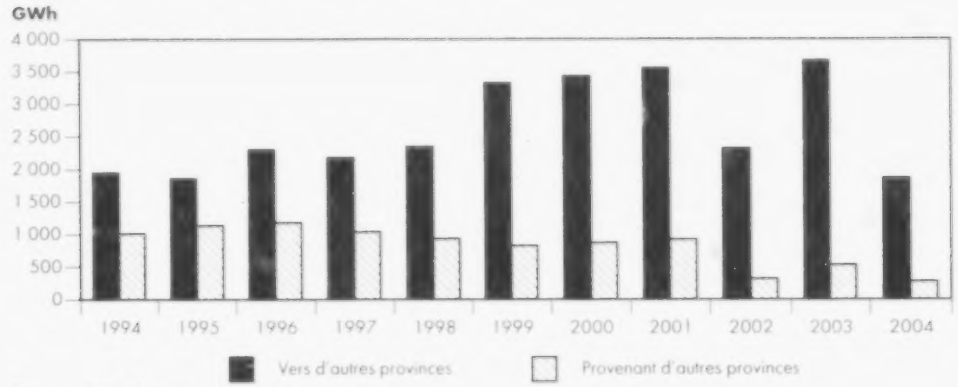
18 Des trajets généraux ont été tracés, mais aucune étude détaillée n'a été effectuée.

Manitoba – Prix de l'électricité à Winnipeg (toutes taxes exclues)



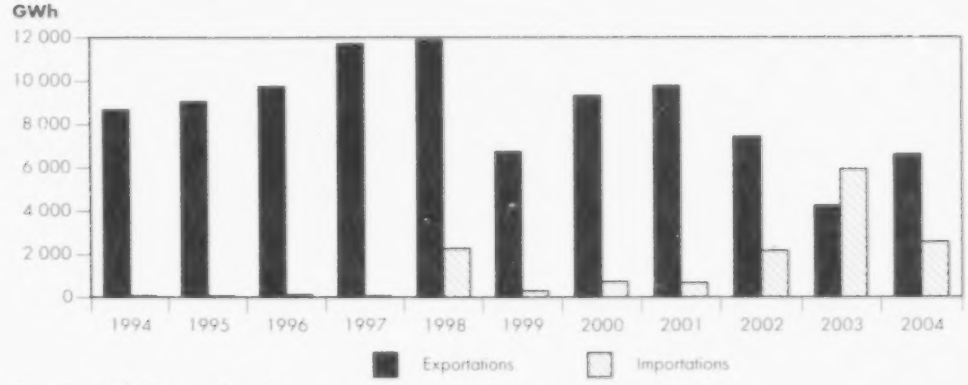
Source : Hydro-Québec

Manitoba – Transferts d'électricité entre provinces



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Manitoba – Échanges internationaux d'électricité



Sources : ONÉ, Statistique Canada

général, une tranche de quelque 30 % de la production manitobaine est vendue dans divers marchés du Canada et des États-Unis.

En 2003-2004, le Manitoba a connu sa deuxième pire sécheresse depuis les années 1940, de sorte que la province est devenue un importateur net d'électricité pour la première fois depuis 1989. On croit que les conditions hydrographiques sont revenues à la normale et que les niveaux d'exportation d'Hydro-Manitoba retourneront eux aussi à la normale.

La capacité de transfert du Manitoba vers les provinces voisines est restreinte et se limite habituellement à 200 MW pour l'Ontario et à 375 MW pour la Saskatchewan. De plus, puisque les interconnexions entre la Saskatchewan et l'Alberta sont elles aussi restreintes, les exportations du Manitoba vers cette dernière province sont également limitées.

La capacité d'exportation vers les marchés américains est considérablement plus grande et se situe aux environs de 1 850 MW. Les importantes interconnexions avec les États-Unis ouvrent l'accès sur Minneapolis, au Minnesota, qui constitue le grand centre urbain (de consommation) le plus proche du Manitoba. Les installations de production marginales des marchés canadiens ou américains adjacents sont des centrales alimentées au charbon ou au gaz naturel qui fonctionnent pendant les périodes où la charge est plus forte. Les exportations d'hydroélectricité ont tendance à supplanter cette production thermique et les prix aux exportations sont généralement fondés sur le coût des ressources ainsi supplantées.

Même si Hydro-Manitoba n'a pas abandonné le contrôle de son réseau aux mains de MISO, comme les entités américaines sont tenues de le faire, elle a signé une entente de coordination des marchés avec cette organisation en 2001, en plus d'être partie prenante au marché en temps réel et avec une journée d'avance que cette même organisation a mis sur pied en avril 2005.

3.5.3 *Perspectives et enjeux*

De belles occasions se dessinent pour l'industrie de l'électricité du Manitoba, mais l'avenir n'est pas sans défis. Le *Protocole de Kyoto* donne l'occasion à la province de faire la promotion du caractère renouvelable de son hydroélectricité. En outre, l'industrie des éoliennes commence à prendre de

Énergie verte – À la défense de la production hydroélectrique à grande échelle

L'hydroélectricité n'est source ni de SO_X, ni de NO_X, ni de matières particulaires. En outre, l'élimination préalable de la végétation dans la zone prévue pour le réservoir réduira au minimum la production de GES attribuable à la dégradation de matières organiques. Dans de telles circonstances, nombreux sont ceux qui croient que l'électricité produite à partir d'aménagements hydroélectriques à grande échelle devrait se vendre à un prix supérieur à titre d'énergie verte. Toutefois, d'autres soulignent les incidences négatives des barrages et de leur exploitation. Ceux-ci peuvent modifier le débit des rivières et avoir des répercussions sur les poissons, les animaux et leurs habitats. Qui plus est, à une échelle suffisamment grande, ils peuvent modifier, localement, les conditions climatiques. La décomposition de la végétation submergée est à l'origine de faibles niveaux d'émission de gaz à effet de serre et l'inondation de forêts peut créer des conditions propices à l'accumulation de mercure dans le biote, notamment chez les poissons. En outre, la subsistance de populations locales pourrait être mise à l'épreuve en raison de la submersion de certaines terres.

Les défenseurs des technologies émergentes soutiennent que la perpétuation des grands projets d'aménagement hydroélectrique décourage la recherche, le développement et les investissements requis pour trouver des sources non conventionnelles d'énergie renouvelable à plus petite échelle, moins capitalistiques, éventuellement concurrentielles et plus près des centres de consommation. Malgré la controverse entourant l'inclusion des grands aménagements hydroélectriques dans la catégorie de l'énergie « verte », on convient généralement que leur impact environnemental est moindre que celui des centrales alimentées au moyen de combustibles fossiles et qu'ils pourraient permettre de réduire les émissions de GES ou autres du Canada.

l'expansion. Par contre, le risque de sécheresse demeure présent tandis que consommateurs et autres groupes s'opposent à l'augmentation des tarifs ainsi qu'à la concrétisation de projets envisagés.

L'union des marchés MISO et de l'interconnexion Pennsylvanie / New Jersey / Maryland (PJM) en avril 2005 permet à Hydro-Manitoba de commercialiser son électricité dans la région du Midwest. Un gain d'efficacité en résulte car la superposition des tarifs est ainsi moins marquée, les règles qui s'appliquent à l'ensemble des marchés sont uniformes et les coûts d'opération sont réduits. Cependant, bien des obstacles se posent à l'aménagement de nouvelles installations de transport, découlant notamment de la difficulté à créer de nouveaux couloirs d'acheminement ainsi que de la concurrence que se livrent projets de transport et de production en vue de l'obtention des investissements souhaités.

Dans son *Projet vert*, un plan pour honorer l'engagement canadien pris dans le cadre du *Protocole de Kyoto*, le gouvernement fédéral indique qu'il est en faveur d'un examen attentif des liens de transport est-ouest pouvant être bénéfiques à l'environnement alors que de l'hydroélectricité serait acheminée vers des centres de consommation qui s'en remettent de plus en plus à la production thermique. Le soutien fédéral, par l'entremise du Fonds de partenariats, pourrait faciliter la réalisation de projets comme l'ITÉP, qui nécessite de vastes investissements dans l'infrastructure de transport.

La sécheresse de 2003-2004 a mis en lumière la sensibilité du réseau d'Hydro-Manitoba à des précipitations plus ou moins grandes. Hydro-Manitoba est alors devenue un importateur net et des changements en profondeur ont touché les modèle régionaux habituels d'acheminement. Les débits ont été inversés de manière que l'électricité puisse être transportée d'est en ouest et du sud au nord. Cette situation a eu un effet sensibilisateur aux incidences d'une sécheresse, d'autant plus qu'au cours de cette période de 2003-2004, les exportations ont régressé de 112 millions de dollars tandis qu'Hydro-Manitoba devait consacrer 418 millions de dollars de plus à des achats d'énergie et de combustible.

Même si les tarifs de l'électricité au Manitoba continuent d'être les moins élevés de toute l'Amérique du Nord, quelle que soit la catégorie de clients, on s'inquiète parfois de certaines stratégies adoptées par Hydro-Manitoba et des groupes ont fait part de leurs préoccupations lors de séances qui ont été tenues récemment au sujet des tarifs et des installations. Les intervenants sont d'avis qu'ils ne devraient pas avoir à payer pour les pertes découlant de la sécheresse, laissant entendre que le service public devrait s'attendre à une mauvaise année sur dix pour ce qui est des niveaux d'eau et que les pertes pouvant alors être subies seraient recouvrées pendant les bonnes années. On résiste à l'augmentation générale des tarifs de 5 % et certains groupes de consommateurs en ont appelé de cette décision.

En outre, on soutient dans certains milieux qu'il faudrait tirer le maximum du programme de gestion axée sur la demande (GAD) avant d'aménager de nouvelles installations. L'annonce à l'effet que les objectifs visés par ce programme seraient doublés au cours des 13 prochaines années a été jugé réconfortante à cet égard. Toutefois, puisque l'industrie a le sentiment d'avoir été à l'origine de la plus grande partie des gains réalisés à ce jour en matière de GAD, bien présente et fort efficace dans le secteur industriel, on propose que les efforts futurs dans ce domaine visent d'autres secteurs[19]. Des projets comme celui de Wuskwatim et la ligne de transport de CCHT de 500 kV envisagée à l'est du lac Winnipeg ont donné lieu à de la résistance de la part de groupes touchés.

Un des buts visés par le gouvernement provincial est de faire de la province une plaque tournante pour le développement des technologies axées sur les sources non conventionnelles et l'énergie

19 Hydro-Manitoba estime qu'entre 1991 et mars 2004, il y a eu réduction de 292 MW de la demande et que des économies d'énergie d'environ 631 GWh ont été réalisées chaque année.

renouvelable. Dans ce contexte, ce sont les éoliennes qui ont soulevé le plus d'intérêt et qui ont été à l'origine des progrès les plus tangibles. L'enthousiasme pour la mise en valeur des ressources éoliennes est palpable et les projets éoliens sont les bienvenus dans les régions rurales, mais Hydro-Manitoba doit se pencher sur les enjeux techniques et économiques de l'intégration de cette forme d'énergie à son réseau hydroélectrique.

3.5.4 *Résumé*

La capacité d'exportation de la province, en supposant un retour à la normale des niveaux d'eau, continuera de lui profiter. Pour le Manitoba, la question du changement climatique constitue une occasion de solidifier sa position sur le marché à titre de fournisseur d'énergie propre.

3.6 Ontario

L'Ontario a été la deuxième province à restructurer son secteur de l'électricité. L'adoption, en décembre 2004, de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (loi 100) s'est traduite par l'instauration d'un modèle hybride unique au Canada alliant réglementation et concurrence[20]. En constante évolution, le secteur de l'électricité de l'Ontario fait face à de nombreux défis. La production d'énergie de la province provient de diverses sources, dont l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel. Peu importante encore, l'énergie éolienne est appelée à connaître un essor.

3.6.1 *Structure du marché*

Depuis le 1er mai 2002, l'accès au marché de l'électricité en Ontario est ouvert, tant dans sa composante en gros qu'au détail. L'effet combiné d'interruptions de production et de températures estivales supérieures aux normales a produit des prix élevés et volatiles. L'instauration et le maintien de plafonds de prix par l'adoption de lois en décembre 2002 et à la fin de décembre 2003 ont atténué les effets des pointes possibles pour les abonnés ontariens. La loi 100 visait également à corriger des problèmes ayant surgi après l'introduction de certaines initiatives lors de la restructuration initiale et à tracer la voie de l'avenir pour le secteur de l'électricité en Ontario (figure 3.6.1).

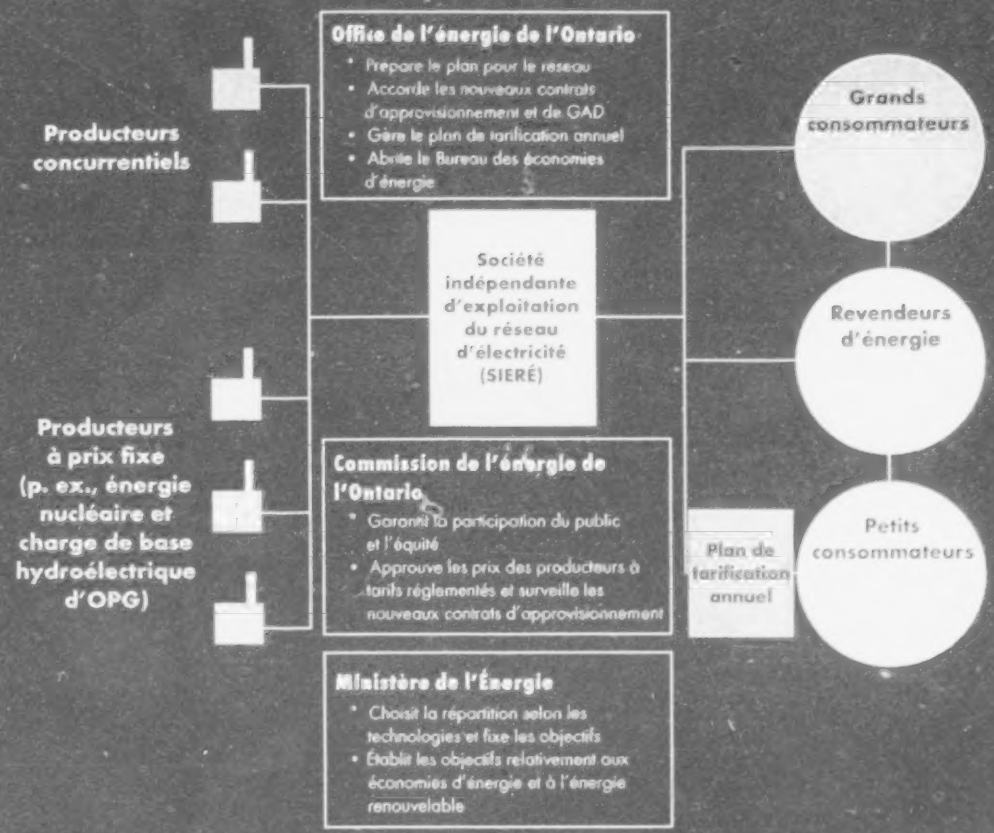
Afin de rendre le marché de l'électricité de cette province plus concurrentiel au terme de la restructuration initiale, Ontario Hydro a été dégroupée en plusieurs entités distinctes :

- Ontario Power Generation (OPG) détient et exploite toutes les centrales hydroélectriques et alimentées aux combustibles fossiles qui appartenaient auparavant à Ontario Hydro, ainsi que les centrales nucléaires Pickering A, Pickering B et Darlington. Ensemble, ces installations représentent 75 % de la capacité de puissance installée de la province. Bruce Power Limited Partnership exploite, sous licence, les centrales nucléaires Bruce A et Bruce B.
- Hydro One possède et exploite 97 % des lignes de transport d'électricité de la province, ainsi que la majorité des lignes de distribution rurales. Depuis la restructuration, Hydro One a fait l'acquisition de 88 des 180 entreprises de service public municipales de moindre envergure de l'Ontario, devenant ainsi la plus grande société de distribution d'électricité de la province. Toronto Hydro, qui dessert environ 20 % des consommateurs de l'Ontario, est le deuxième distributeur en importance.

20 L'Alberta a été la première province à restructurer son secteur de l'électricité.

FIGURE 3.6.1

Ontario – Secteur de l'électricité : structure institutionnelle



Source : SIERÉ

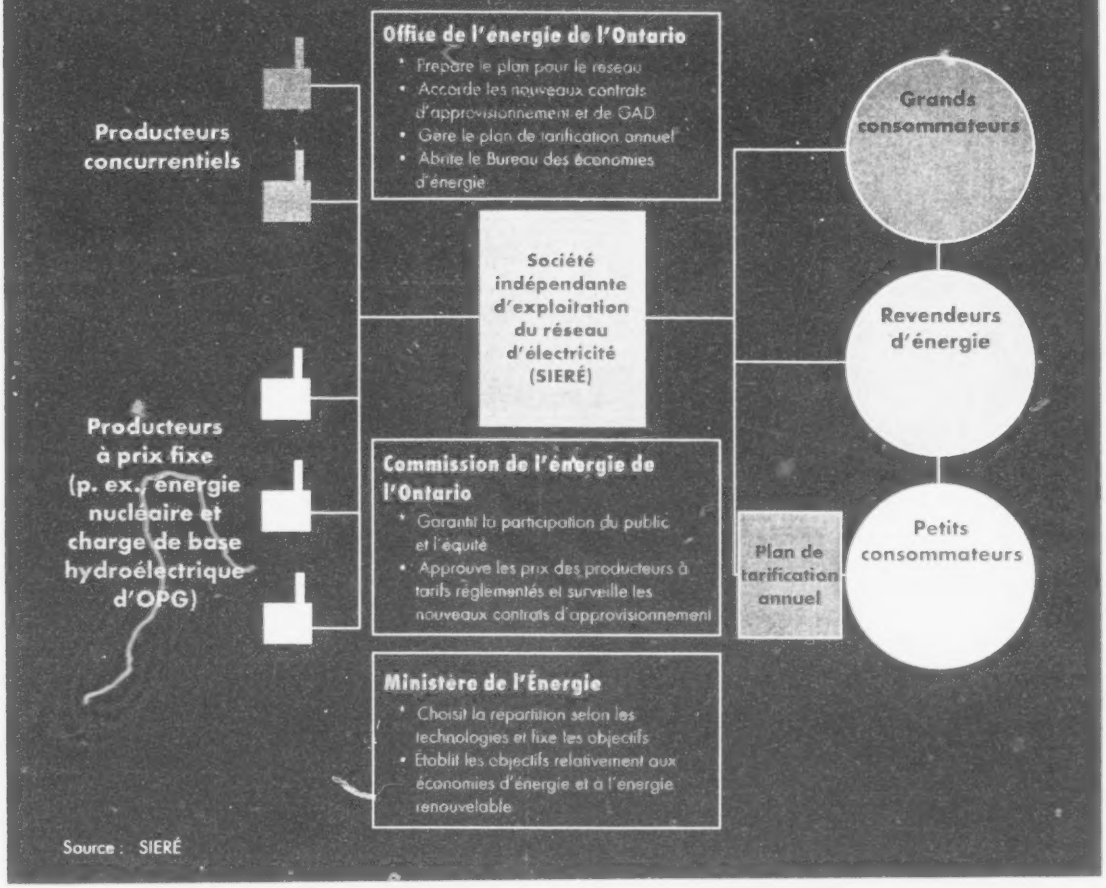
- La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ), autrefois la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité, régit les activités du réseau de production-transport d'électricité et en assure la fiabilité, exploite le marché en gros de l'électricité et se charge des prévisions à court terme relatives à l'approvisionnement d'électricité. Le mandat de l'Office de l'énergie de l'Ontario (OEO) récemment créé est d'assurer un approvisionnement suffisant à long terme.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est l'organisme de réglementation dont relèvent la SIERÉ et tous les autres intervenants sur le marché, que ce soit les producteurs, les distributeurs, les revendeurs, ceux qui veillent au transport de l'électricité ou les grossistes. Le mandat de la commission est de veiller sur les intérêts des consommateurs et de promouvoir l'efficacité économique de même que la rentabilité du secteur de l'électricité en Ontario.

L'adoption de lois visant à atténuer les hausses de prix imposées aux consommateurs a créé de l'incertitude pour les entreprises qui avaient investi dans la production, en plus de nuire aux investissements. Grâce aux modifications apportées par la loi 100, la politique de l'Ontario en matière d'électricité réunit désormais les caractéristiques d'un marché de gros concurrentiel et évolutif à celles d'une réglementation qui amoindrit les effets indésirables comme la volatilité extrême des prix.

FIGURE 3.6.1

Ontario – Secteur de l'électricité : structure institutionnelle



Source : SIERÉ

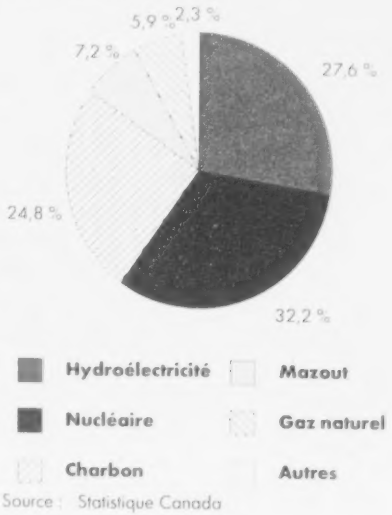
- La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ), autrefois la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité, régit les activités du réseau de production-transport d'électricité et en assure la fiabilité, exploite le marché en gros de l'électricité et se charge des prévisions à court terme relatives à l'approvisionnement d'électricité. Le mandat de l'Office de l'énergie de l'Ontario (OÉO) récemment créé est d'assurer un approvisionnement suffisant à long terme.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO) est l'organisme de réglementation dont relèvent la SIERÉ et tous les autres intervenants sur le marché, que ce soit les producteurs, les distributeurs, les revendeurs, ceux qui veillent au transport de l'électricité ou les grossistes. Le mandat de la commission est de veiller sur les intérêts des consommateurs et de promouvoir l'efficacité économique de même que la rentabilité du secteur de l'électricité en Ontario.

L'adoption de lois visant à atténuer les hausses de prix imposées aux consommateurs a créé de l'incertitude pour les entreprises qui avaient investi dans la production, en plus de nuire aux investissements. Grâce aux modifications apportées par la loi 100, la politique de l'Ontario en matière d'électricité réunit désormais les caractéristiques d'un marché de gros concurrentiel et évolutif à celles d'une réglementation qui amoindrit les effets indésirables comme la volatilité extrême des prix.

Le gouvernement de l'Ontario a également choisi de jouer un rôle dans la production, avec la création de l'OÉO, qui veille à la suffisance de la production et à la planification à long terme. Le mandat de l'OÉO est d'accorder les contrats visant à augmenter la production, selon les besoins, au moyen d'un processus de demande de propositions. L'objectif est d'obtenir une production fiable au coût le plus bas possible, de veiller à ce que les installations soient construites à temps et de favoriser une répartition de la production qui tienne compte des objectifs sociaux ou environnementaux qui sont établis, comme l'accroissement de l'utilisation des ressources renouvelables. La loi 100 a également créé, au sein même de l'office, un Bureau des économies d'énergie qui a comme mandat de mettre en œuvre des mesures d'économie d'énergie, notamment la réduction de la consommation d'électricité de 5 % d'ici 2007.

Ontario – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (30 457 MW)



Source : Statistique Canada

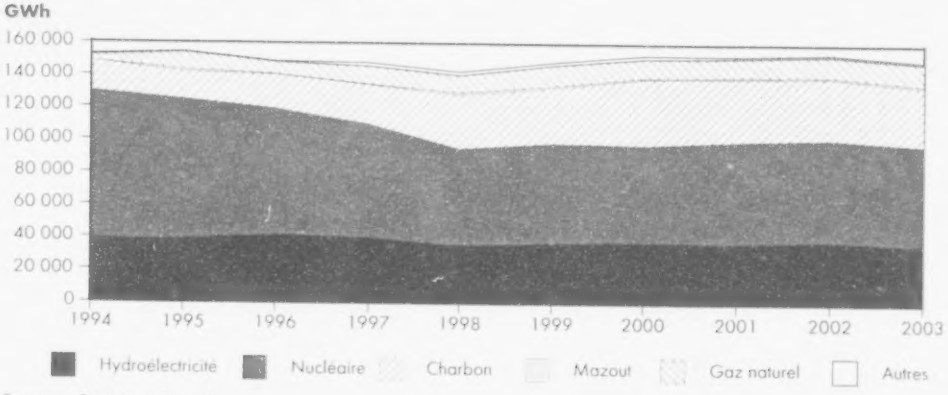
3.6.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Production

À lui seul, le nucléaire fournit 41 % de l'électricité produite en Ontario. Il est suivi de l'hydroélectricité et du charbon, qui représentent environ 24 % chacun. Le reste de la production provient du mazout, du gaz naturel et des autres formes d'énergie (figure 3.6.3).

Pour des motifs liés à l'environnement et à la santé, la politique officielle du gouvernement de l'Ontario est d'éliminer progressivement l'utilisation des centrales alimentées au charbon d'ici 2007, sans pour autant nuire à la fiabilité de l'approvisionnement. À la fin de 2004, les cinq centrales au charbon avaient une capacité installée de 7 500 MW. La centrale de Lakeview à Mississauga (1 150 MW) a été mise hors service le 30 avril 2005. Si les autres installations actuelles seront en mesure de combler le manque à gagner et de répondre aux besoins à court terme de l'Ontario, la fermeture des autres centrales du même type s'avérera un défi.

Ontario – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

La première étape afin de veiller à assurer une production suffisante d'électricité d'ici 2007 a consisté en une demande de propositions pour 300 MW d'énergie renouvelable lancée en juin 2004. Dix projets totalisant une capacité de production de 395 MW ont été acceptés. En septembre de la même année, des demandes de propositions totalisant 2 500 MW d'énergie propre (principalement des centrales alimentées au gaz naturel) et visant la gestion axée sur la demande ont été déposées. On évalue actuellement 33 propositions de projets pouvant produire 8 268 MW. À la mi-avril 2005, des propositions de centrales alimentées au gaz naturel représentant un volume total de 1 665 MW avaient été approuvées, de même que 10 MW liés à la réaction de la demande.

Outre les grandes centrales hydroélectriques existantes et proposées, la province souhaite, d'ici 2007, que 5 % (environ 1 350 MW) de la capacité de production provienne de sources renouvelables. Cette tranche doit être portée à 10 % d'ici 2010. Les dix projets acceptés à ce jour représentent environ 30 % de l'objectif établi pour 2007. Parmi ceux-ci, on compte de petites centrales hydroélectriques et des projets de gaz d'enfouissement, mais la majorité de cette nouvelle capacité provient de l'énergie éolienne. Bien que cette forme d'énergie soit intermittente, on croit atteignable l'objectif de 10 % en combinant celle-ci à des centrales hydroélectriques et thermiques. La capacité de situer des sites éoliens à proximité des lignes de transport existantes et la construction de nouvelles lignes assurant le raccordement aux clients sont des défis de taille qu'il faudra relever.

Réseau de transport d'électricité de l'Ontario

Sources : Hydro One, Ontario Power Generation

Transport

Le réseau de transport d'électricité de l'Ontario s'étend sur 29 000 km. Il comprend un ensemble de lignes de 500 kV, 230 kV et 115 kV allant du sud de la province jusqu'aux frontières avec le Manitoba et le Minnesota, ainsi que de la frontière du Québec, à l'est, jusqu'aux États du Michigan et de New York, à l'ouest (figure 3.6.4).

Les interconnexions avec les provinces et États voisins permettent aux entreprises ontariennes de conclure des ententes commerciales, de profiter de conditions optimales pour l'utilisation des installations de production et d'améliorer la fiabilité du réseau de transport. La capacité de transfert est plus grande avec le Michigan, l'État de New York et le Québec, puis viennent le Manitoba et le Minnesota. En raison des limites internes du réseau ontarien, la capacité d'importation maximale prévue se situe aux alentours de 4 000 MW. La capacité théorique d'importation du réseau est de 5 300 MW en été et de 5 500 MW

en hiver. Cependant, pour y arriver, il faut réduire considérablement la production autour des interconnexions de Sarnia/Windsor et de Niagara Falls.

La situation géographique de l'Ontario, entre les États du Michigan et de New York, offre des possibilité d'arbitrage, car l'électricité produite dans les centrales du Michigan alimentées au charbon coûte moins cher que celle provenant des centrales alimentées au gaz naturel de l'État de New York (figure 3.6.5).

Consommation

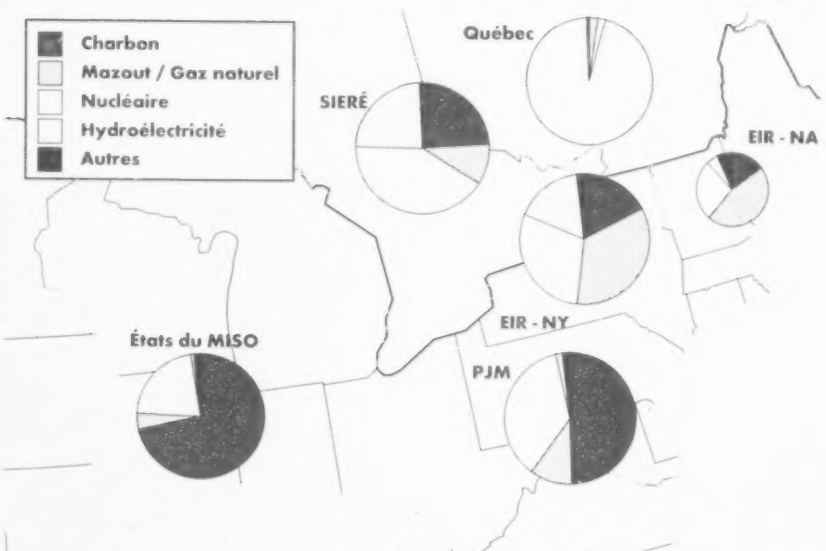
En Ontario, la consommation d'électricité est répartie presque également entre les secteurs résidentiel, commercial et industriel (figure 3.6.6). Au cours des dernières années, elle a augmenté rapidement en été, en raison de l'utilisation des climatiseurs, pour atteindre une pointe estivale de 25 414 MW en août 2002. Le marché de la climatisation étant saturé, on s'attend que la croissance de la consommation d'électricité du secteur résidentiel ralentisse. En décembre 2004, la demande a atteint une pointe hivernale de 24 979 MW.

L'un des principaux objectifs de la loi 100 était d'instaurer une culture d'économie d'énergie. Parmi les projets de GAD mis en oeuvre par le Bureau des économies d'énergie, on note la volonté d'installer des compteurs intelligents chez 800 000 abonnés d'ici 2007 et de couvrir l'ensemble de la clientèle d'ici 2010[21].

Voici quelques exemples d'initiatives qui ont été mises en place avant l'adoption de la loi 100 :

- Pour répondre à ses besoins classiques de climatisation et ses autres besoins de refroidissement, Toronto possède un système central de refroidissement qui utilise de

Ontario – Taille des marchés et diversité de la production dans la région (2003)



Sources : Statistique Canada, Agence américaine de renseignements sur l'énergie

21 Un compteur intelligent enregistre la consommation d'électricité, mais, en plus, le moment de la consommation. Il permet l'instauration de tarifs d'électricité différents selon le moment de la journée, ce qui incite les consommateurs à réduire leur consommation durant les périodes de pointe.

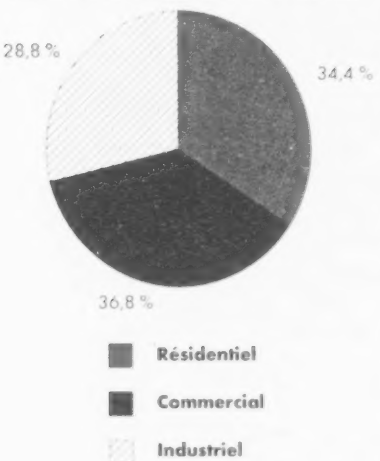
l'eau froide provenant des profondeurs du lac Ontario. On estime avoir réduit la demande d'électricité de 59 MW durant les périodes de pointe estivales.

- La ville de Woodstock a instauré un programme de compteurs à péage pour les abonnés résidentiels, qui a amené une réduction appréciable de la consommation[22].

Depuis l'ouverture du marché en mai 2002, les prix de gros sont fixés par le marché lui-même, qu'administre la SIERÉ (figure 3.6.7). Cependant, en raison de la volatilité des prix consécutive aux températures anormalement chaudes et aux interruptions de production de l'été 2002, la province a instauré un plafond (4,3 cents le kWh) pour les petits clients. La différence entre le prix de gros et le tarif maximum était acquittée par la province à même les revenus supplémentaires d'OPG tirés de l'écart existant entre le prix de gros de l'électricité et le tarif fixe, arrêté par le gouvernement, pour la production d'OPG.

FIGURE 3.6.6

Ontario – Demande d'électricité selon le secteur (144 967 GWh)



Sources : ONÉ, Statistique Canada

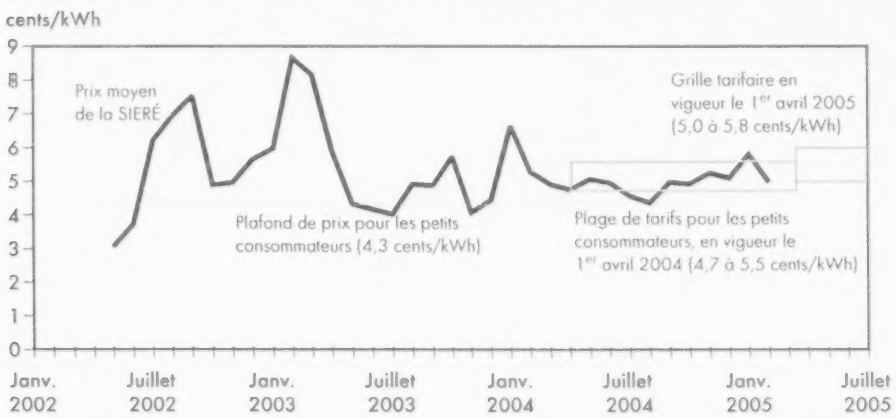
Le 1er avril 2004, le tarif maximal pour les clients résidentiels est passé de 4,3 cents à 4,7 cents le kWh pour la première tranche de 750 kWh d'électricité consommée chaque mois, puis à 5,5 cents le kWh au-delà de ce seuil. Des tarifs fixes sont consentis aux abonnés qui utilisent 250 000 kWh ou moins durant l'année. Certains abonnés, comme les agriculteurs, des organismes publics et diverses organisations caritatives ayant une consommation supérieure à 250 000 kWh par année paient aussi 5,5 cents le kWh.

Les tarifs exigés des abonnés tiennent compte du prix maximal payé pour l'électricité ainsi que des frais de transport et de distribution (figure 3.6.8).

La grille tarifaire à deux paliers touchant les abonnés ayant une consommation annuelle de 250 000 kWh ou moins

FIGURE 3.6.7

Ontario – Prix du marché et tarifs résidentiels / petits consommateurs (en cents/kWh)



Sources : SIERÉ, CÉO

22 Les programmes de compteurs à péage sont expliqués à la section 2.4 traitant des programmes de gestion axée sur la demande (GAD) et de réaction de la demande (RD).

(décrite précédemment) a été remplacée par une grille tarifaire réglementée. Entrée en vigueur le 1er avril 2005, cette grille fixe le tarif pour les abonnés résidentiels et les petites entreprises à 5,0 cents le kWh pour la première tranche de 750 kWh d'électricité consommée, puis à 5,8 cents le kWh au-delà de ce seuil. De tels tarifs sont valables jusqu'au 1er avril 2006. Après cette date, la grille sera revue tous les six mois pour prendre en compte le prix prévu de l'énergie sur le marché de gros et pour apporter tout rajustement nécessaire visant à refléter le prix payé en fonction du coût réel de l'électricité en gros.

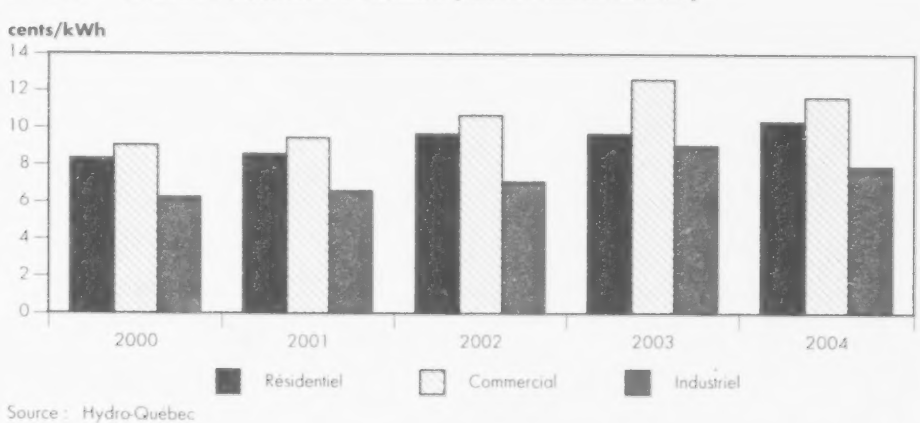
En outre, à partir de novembre 2005, le volume sur lequel est fixé le tarif le plus bas offert aux abonnés résidentiels passera de 750 kWh à 1 000 kWh par mois en hiver (novembre à avril) et à 600 kWh par mois en été (de mai à octobre). Le seuil pour les clients commerciaux restera inchangé à 750 kWh par mois toute l'année. À compter du 28 avril 2008, la grille tarifaire réglementée ne s'appliquera qu'aux abonnés résidentiels et aux clients du service général ayant une demande de pointe de moins de 50 kW. Dès avril 2006, le tarif exigé des abonnés résidentiels dont l'habitation est dotée d'un compteur d'électricité intelligent variera en fonction de trois plages de consommation : périodes de pointe, périodes de faible utilisation et périodes intermédiaires.

Depuis mai 2003, les rabais consentis aux clients à fort volume sont fixes; ils correspondent à 50 % de l'excédent du prix moyen au comptant sur 3,8 cents le kWh. Les grandes entreprises et les clients industriels ayant une consommation supérieure à 250 000 kWh par année continueront de payer les tarifs par défaut, qui fluctuent en fonction des prix de gros. Ils peuvent aussi conclure des contrats d'approvisionnement avec des revendeurs concurrents, plusieurs forfaits et autres types d'ententes étant proposés.

La loi 100 a créé un marché de gros hybride à trois paliers. Depuis avril 2005, la production provenant des grandes centrales hydroélectriques et nucléaires d'OPG est vendue à un prix fixe (3,3 cents le kWh pour l'hydroélectricité et 4,95 cents le kWh pour le nucléaire). L'énergie produite dans les nouvelles centrales qui seront construites à la suite de demandes de propositions sera vendue à un prix garanti par contrat. On s'attend tout de même qu'elle tire des revenus de ventes dans le marché de gros. Le reste de la production de l'Ontario (incluant toutes les installations n'appartenant pas à OPG et ne découlant pas de demandes de propositions) sera vendu au prix du marché. Cette tarification vise à fournir une plus grande certitude de prix pour les consommateurs, en réduisant la volatilité, ainsi qu'à encourager les investissements dans de nouvelles installations.

FIGURE 3-6

Ontario – Prix de l'électricité à Toronto (toutes taxes exclues)



Source : Hydro-Québec

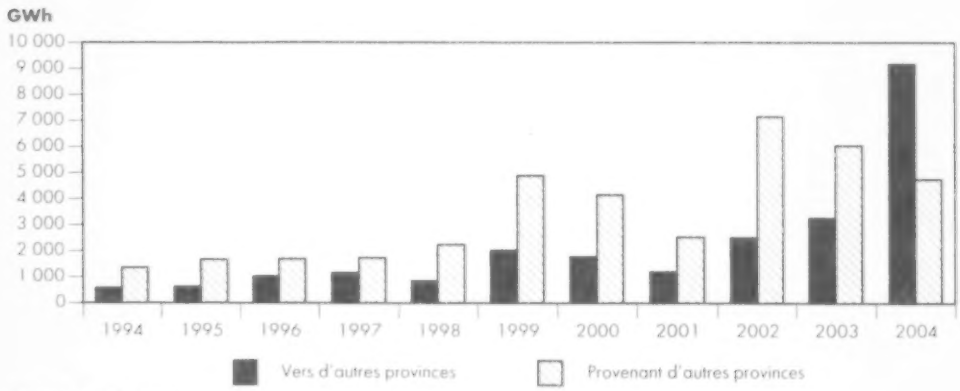
Dans le but de limiter le pouvoir d'OPG sur le marché, un plafond temporaire a été imposé sur la production de celle-ci dans ses autres installations. Ainsi, jusqu'à la fin d'avril 2006, le prix de l'électricité produite par OPG dans ses petites centrales hydroélectriques ou alimentées au charbon, au mazout ou au gaz naturel sera plafonné à 4,7 cents le kWh. Par la suite, le prix du marché de gros sera accordé.

Échanges commerciaux

Avant 1997, l'Ontario était surtout un exportateur net d'électricité (en 1994, ses exportations ont même représenté 9 % de sa production). Cependant, depuis la fermeture temporaire de plusieurs réacteurs nucléaires en 1997, les exportations et les importations s'équivalent, à environ 3 % de la production, pour des échanges commerciaux nets qui approchent le zéro (figures 3.6.9 et 3.6.10). À l'heure actuelle, l'Ontario exporte son excédent d'électricité quand la demande et les prix sont élevés aux États-Unis alors qu'elle importe selon ses besoins durant les périodes de pointe.

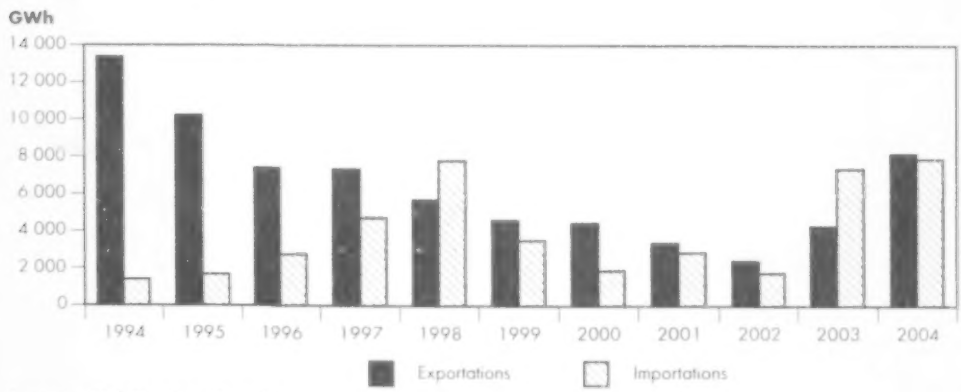
Le gros de ces échanges d'énergie se fait avec le Michigan (surtout des importations) et avec l'État de New York (principalement des exportations). Ses ventes au Québec ont augmenté au cours des

Ontario – *Transferts d'électricité entre provinces*



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Ontario – *Échanges internationaux d'électricité*



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Réseau de transport est-ouest

Le Canada est un pays vaste et relativement peu peuplé. La population se retrouve surtout dans des centres longeant la frontière canado-américaine. Pour des raisons de rentabilité et de répartition de la population, l'aménagement d'installations de transport a principalement mis l'accent sur les acheminements nord-sud plutôt qu'est-ouest. Par conséquent, il n'est pas rare que les marchés régionaux de l'électricité au Canada collaborent plus étroitement avec ceux des États américains voisins qu'avec les autres marchés canadiens.

Récemment, on a parlé de mettre en valeur un réseau est-ouest au Canada afin de permettre davantage de transferts interprovinciaux d'électricité, ce qui rehausserait le degré de fiabilité dans son ensemble et rendrait le Canada plus autonome en matière d'énergie. Deux projets, soient celui de l'ITÉP et celui prévoyant l'aménagement hydroélectrique du fleuve Churchill dans sa partie inférieure, exigeraient des installations de transport est-ouest. L'ITÉP acheminerait de l'hydroélectricité produite au Manitoba vers des centres de consommation de l'Ontario. L'aménagement hydroélectrique du fleuve Churchill dans sa partie inférieure fournirait de l'énergie à l'Ontario en passant par le Labrador et le Québec. Les deux projets sont en cours d'évaluation par l'industrie et les gouvernements des provinces touchées.

Dans les deux cas, il faudrait de nouvelles installations de transport interprovinciales, mais non un réseau s'étendant d'un océan à l'autre. On soutient généralement qu'un tel réseau nécessiterait des coûts d'aménagement trop élevés et que son exploitation serait à l'origine d'importantes pertes le long des lignes de transport compte tenu des grandes distances à franchir. D'autres projets sont évalués dans un rapport de 2003 rédigé pour le compte du groupe de travail fédéral-provincial-territorial sur le transport de l'électricité et intitulé *Regional Electricity Transmission Grid Study*.

dernières années, même si l'énergie produite par Hydro-Québec coûte moins cher que celle de l'Ontario. La hausse des achats d'électricité à l'Ontario pendant les périodes creuses permet au Québec et, dans une moindre mesure, au Manitoba, de laisser remplir les réservoirs pour ensuite vendre de l'électricité sur les marchés américains lorsque les prix sont élevés.

3.6.3 *Perspectives et enjeux*

À court terme, la capacité de production installée de l'Ontario, qui est actuellement de 31 500 MW, devrait suffire, car les périodes de pointe prévues pour 2005-2006 se situent entre 25 600 et 26 600 MW. Cependant, la volonté d'éliminer 7 500 MW de capacité des centrales alimentées au charbon et l'incertitude concernant la remise en service de réacteurs nucléaires posent manifestement des défis après 2007. La mise en œuvre des initiatives découlant de la politique gouvernementale contenue dans la loi 100 aidera à atténuer les effets de la mise hors service de ces centrales, sans toutefois les éliminer. Il est probable que la solution apportée à ces problèmes de production sera à l'origine d'une pression à la hausse sur les tarifs de l'électricité.

En ce qui a trait à la production dans les centrales nucléaires, quatre réacteurs sont actuellement en service à la centrale de Darlington (3 524 MW), six autres à Bruce (4 978 MW) et cinq encore à Pickering (2 575 MW); un sixième réacteur à la centrale de Pickering (515 MW) est en voie d'être remis à neuf. Au moment de la rédaction du présent rapport, on ignore si et quand les deux derniers réacteurs de la centrale de Pickering (1 030 MW) et deux autres à celle de Bruce (1 538 MW) seront remis en service.

En l'absence de production de remplacement, il pourrait être nécessaire de prolonger la production dans les centrales alimentées au charbon. On a aussi envisagé de transformer les centrales de Lambton, près de Sarnia, pour permettre la combustion de gaz naturel, mais un tel projet serait coûteux puisque ces centrales seraient moins efficaces que les nouvelles favorisant la production par cycle combiné.

On s'inquiète également du fait qu'il faudrait étendre l'infrastructure de distribution du gaz naturel afin de permettre une telle conversion. Cette question jouera une rôle de premier plan, que ce soit pour la conversion des centrales au charbon existantes ou l'installation de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel[23].

Après 2007, la province fera face au défi à long terme de remettre à neuf, reconstruire, remplacer ou conserver des installations produisant 24 000 MW d'électricité (soit environ 80 % de la capacité actuelle) d'ici 2020, une dépense pouvant atteindre entre 25 et 40 milliards de dollars[24]. Pour y parvenir, de nombreuses incertitudes devront être levées relativement au climat propice aux investissements, notamment au sujet de la stabilité dans la politique de la province.

Une partie du manque à gagner, prévoit-on, proviendra des transferts d'électricité d'autres provinces. Proposition pour le long terme (de 2014 à 2018), l'ITEP combine un projet d'aménagement hydroélectrique au Manitoba et une nouvelle ligne de transport pouvant amener jusqu'à 1 500 MW d'électricité en Ontario. Parmi les autres options envisagées pour l'avenir plus éloigné, l'énergie hydroélectrique produite dans de nouveaux projets sur le cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador, à laquelle on pourrait avoir accès grâce à une interconnexion plus étendue avec le Québec, est une possibilité envisagée. Une récente proposition conjointe du gouvernement de l'Ontario, d'Hydro-Québec et de SNC-Lavalin, en réponse à une demande d'« expression d'intérêt » de Terre-Neuve-et-Labrador, permettrait à l'Ontario de disposer de 900 MW à partir de 2009.

L'élimination de la production des centrales alimentées au charbon est motivée par un désir d'améliorer la qualité de l'air, mais aussi par la volonté de faire sa part en vue de respecter les engagements pris dans le cadre du *Protocole de Kyoto* en réduisant les émissions de dioxyde de carbone (CO_2). Ainsi, l'augmentation de la proportion de l'électricité produite grâce au nucléaire exempt d'émissions polluantes, de l'énergie renouvelable à faibles émissions et de la production au gaz naturel propre contribuera à atteindre les objectifs fixés.

Même en utilisant la grille tarifaire réglementée, les tarifs de l'électricité pour l'avenir lointain seront établis en fonction des coûts de production. Bien qu'elle contribue à améliorer la qualité de l'air, l'augmentation de la production à partir du gaz naturel se traduira par une hausse des coûts de production, du fait que ce gaz coûte plus cher que le charbon et est plus exposé aux pointes de prix en période de pénurie. La volatilité des tarifs découlant d'une utilisation accrue du gaz naturel serait freinée par un accroissement de la production d'électricité ne provenant pas de combustibles fossiles.

Les importations depuis les États-Unis pourraient aussi jouer un rôle dans l'atténuation des pointes de prix, mais nombreuses sont les régions dans ce pays où le prix de l'électricité est également lié à celui du gaz naturel. L'Ontario peut acheter de l'électricité moins coûteuse produite dans les centrales alimentées au charbon des États du Midwest, mais ces achats ont un coût environnemental. Bon nombre de ces installations se trouvent en amont de l'Ontario et la pollution supplémentaire générée par les centrales au charbon des États-Unis pour satisfaire la demande ontarienne annulerait les avantages sur le plan environnemental de la mise hors service de centrales du même type dans la province.

Des inquiétudes au sujet des répercussions sur la qualité de l'air découlant de l'augmentation des importations d'électricité des États-Unis, ainsi que de l'incidence sur les prix de l'électricité et sur

23 *Natural Gas Regulation in Ontario: A Renewed Policy Framework*, Commission de l'énergie de l'Ontario, 30 mars 2005, pp. 50 à 52. La CEO est d'avis que la croissance de la production à partir du gaz naturel pourrait faire augmenter la consommation annuelle de ce gaz dans une proportion de 25 % au cours des prochaines années.

24 Présentations du ministère de l'Énergie de l'Ontario lors de conférences commanditées par le Canadian Institute of Energy, les 20 octobre 2004 et 29 mars 2005.

l'économie de la province de la mise hors service de certaines centrales alimentées au charbon, ont mené certains à proposer que l'Ontario privilégie le scénario de la modernisation des centrales au charbon actuelles. Cette démarche aiderait à contrôler les prix de l'électricité et à réduire la pollution dans la province, sans pour autant augmenter la production de centrales polluantes situées en amont de l'Ontario.

Bien que l'Ontario soit passée d'un système de rajustement du prix unique du marché pour l'électricité vendue en gros à un système à trois paliers, il existe toujours des éléments de concurrence encourageant les investissements dans les installations de production et de transport de l'électricité.

3.6.4 *Résumé*

En misant sur la mise au rancart de ses centrales alimentées au charbon, l'Ontario a augmenté ses besoins de production dans de nouvelles centrales d'ici 2007, ce qui pose un défi de taille. L'incitation à produire de l'énergie renouvelable, l'utilisation accrue du gaz naturel pour la production d'électricité et le retour possible de réacteurs nucléaires remis à neuf pourront aussi aider à remplacer la production des centrales au charbon.

Si, d'une part, le marché de gros à trois paliers et la grille tarifaire réglementée visant les consommateurs finals auront comme effet de freiner la volatilité des prix, la pression à la hausse, d'autre part, se poursuivra en raison du besoin de remplacer des installations existantes. En ce qui a trait à la consommation, la mise en œuvre de programmes de GAD et de RD, de même que l'établissement de prix qui tiennent compte des coûts de production, peuvent contribuer à faire face aux enjeux soulevés relativement à une offre suffisante d'électricité.

3.7 Québec

Le Québec représente le plus gros marché d'électricité au Canada et également le plus important exportateur. Hydro-Québec (HQ), société d'État détenue en propriété exclusive par le gouvernement du Québec, possède et exploite, par l'entremise de ses divisions dégroupées (production, transport et distribution), la majeure partie du secteur de l'électricité de la province, principalement dominé par la production hydroélectrique. Le mandat accordé à HQ en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* est de fournir de l'énergie et d'œuvrer dans les domaines de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie d'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie. En raison de l'abondance des ressources hydrauliques et des coûts de production relativement bas enregistrés dans le passé, l'électricité occupe une place de premier plan dans les besoins globaux d'énergie au Québec.

3.7.1 *Structure du marché*

HQ est graduellement passée d'un service public à intégration verticale à une entité dégroupée fonctionnelle. Ses trois principales divisions sont HQ Production, HQ TransÉnergie et HQ Distribution. HQ Production produit l'électricité qu'elle vend ensuite sur les marchés de gros. HQ TransÉnergie exploite et administre le réseau de transport d'énergie d'HQ. Enfin, HQ Distribution a l'obligation exclusive de fournir de l'électricité à la clientèle québécoise, à l'exception d'une coopérative et de neuf réseaux municipaux desservant ensemble environ 125 000 abonnés, soit 4 % du marché. Les activités d'HQ Distribution et d'HQ TransÉnergie sont réglementées par la Régie de l'énergie selon le principe du coût du service.

Afin d'avoir accès au marché américain, le Québec fournit le libre-accès à son réseau de transport, conformément à l'ordonnance 888 de la FERC. En outre, en vertu d'une loi adoptée en 2001 constituant l'électricité patrimoniale, HQ Production doit fournir à HQ Distribution un volume annuel maximum de 165 000 GWh à un prix fixe de 2,79 cents le kWh. Pour répondre à la demande excédant ce volume, HQ Distribution doit conclure des contrats d'approvisionnement en procédant par appel d'offres auprès des fournisseurs d'électricité intéressés. La demande prévue pour 2005 devant excéder 165 000 GWh, HQ Distribution a procédé à sept appels d'offres depuis 2003.

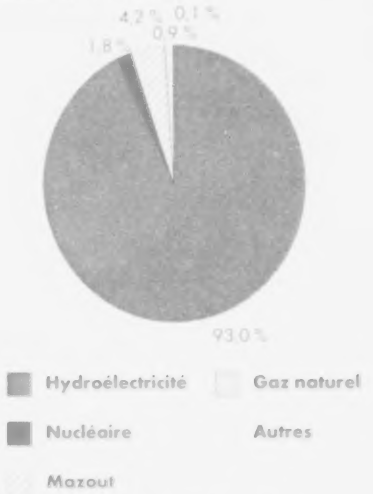
À l'automne 2004, le Québec s'est lancé dans un processus de consultation auprès de nombreux intervenants en vue d'élaborer une nouvelle stratégie énergétique. Les conclusions seront rendues publiques dans un livre blanc devant paraître d'ici la fin de 2005.

3.7.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Production

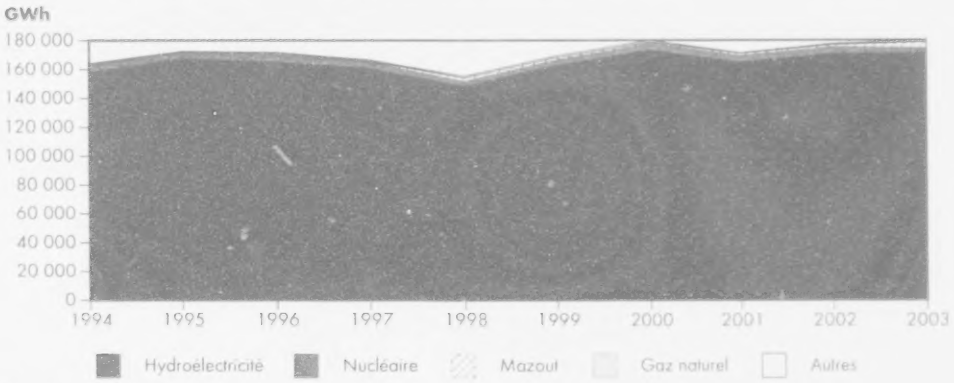
L'énergie produite au Québec provient principalement de l'hydroélectricité (figure 3.7.1). Les ressources hydriques et les grands réservoirs de stockage sont concentrés dans des régions éloignées, à de grandes distances des principaux centres de consommation. En plus de ses propres centrales et des contrats conclus avec des producteurs indépendants au Québec, HQ Production a accès à la majorité de l'énergie produite à la centrale de Churchill Falls, au Labrador, d'une capacité nominale de 5 428 MW. En 2003, la production du Québec était de 177 850 GWh, dont 95,3 % provenait de l'énergie hydroélectrique. Les centrales nucléaires fournissent environ 2,0 % du volume total, tandis que le mazout, le gaz naturel, l'énergie éolienne et la biomasse sont utilisés pour le reste de la production (figure 3.7.2).

Québec – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (37 637 MW)



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Québec – Production selon le type de combustible



Sources : ONÉ, Statistique Canada

HQ Production, principal producteur d'électricité de la province, produit l'électricité et la vend sur les marchés de gros, au Québec et ailleurs. Pour le marché québécois, tel qu'il a été mentionné précédemment, la division fournit à HQ Distribution un volume d'électricité patrimoniale représentant un maximum de 165 000 GWh par année. Au-delà de ce volume, elle peut participer aux appels d'offres, dans un contexte de libre concurrence.

En 2003, HQ Distribution a conclu une entente avec TransCanada Energy Limited pour la fourniture, à partir de 2006, de 507 MW d'électricité de sa centrale de cogénération au gaz naturel actuellement en construction à Bécancour. Dans le cadre du même appel d'offres, HQ Distribution a également signé un accord au titre duquel HQ Production lui fournira 600 MW d'électricité provenant des centrales La Grande 1 et Robert Bourassa à partir de mars 2007.

Afin de faire la promotion des énergies renouvelables et d'optimiser les synergies avec le réseau hydroélectrique actuel, tout en augmentant l'approvisionnement, HQ Distribution a fait un appel d'offres en 2003. Au terme de celui-ci, des contrats ont été accordés à des producteurs indépendants pour un volume de 990 MW d'énergie éolienne, sous réserve de l'autorisation de la Régie de l'énergie[25]. Cette capacité devrait être disponible entre 2006 et 2012. À ce moment, le Québec pourrait surpasser la production d'énergie éolienne de l'Alberta, qui possède actuellement la plus grande puissance éolienne installée totale au Canada. À l'heure actuelle, le Québec a une capacité installée de 113 MW, au second rang derrière l'Alberta (275 MW).

La capacité considérable de stockage de l'eau facilite l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau de production-transport d'électricité, puisqu'elle agit comme un filet de sécurité pour l'énergie éolienne. En partenariat avec le gouvernement du Québec, HQ évalue actuellement le volume d'énergie éolienne pouvant être incorporé de manière économique au réseau d'HQ. De plus, HQ Distribution a accordé des contrats représentant une capacité de 39 MW provenant de la biomasse et devant s'ajouter à son portefeuille d'ici 2008. Un autre appel d'offres a été fait en 2004 en vue d'obtenir 350 MW grâce à la cogénération.

HQ Production continue à étendre sa base de production d'hydroélectricité au moyen de plusieurs nouveaux projets. Les centrales Sainte-Marguerite 3 et Grand-Mère récemment construites ont ajouté une capacité de 820 MW au réseau. Les centrales Eastmain-1, Toulnustouc, Mercier et Péribonka sont en construction. Elles ajouteront au total 1 441 MW au réseau d'Hydro-Québec.

Transport

HQ TransÉnergie exploite et administre le réseau de transport d'HQ (figure 3.7.3), qui comprend 18 interconnexions permettant des échanges d'énergie entre le Québec et les réseaux du Labrador, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et du Nord-Est des États-Unis.

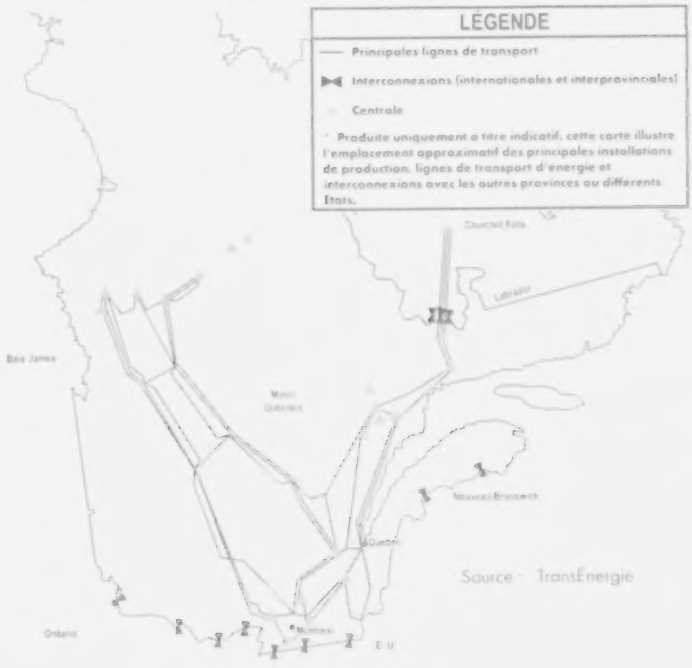
Dans ce secteur, le plus récent projet a été la reconstruction de la ligne internationale de transmission électrique de Cedars Rapids, approuvée par l'ONÉ en juin 2002 (EH-1-2002). Cette ligne de 72 km a été mise en service en janvier 2004 et relie la centrale Les Cèdres, au Québec, à Cornwall, en Ontario. Il s'agit d'une ligne exploitée à 120 kV.

Consommation

Au cours de la période de 1994 à 2004, la consommation d'électricité a augmenté de 1,7 % par année. HQ Distribution prévoit une hausse de la consommation de 1,2 % par année au cours des dix prochaines années.

25. Les propositions soumises ont totalisé 4 000 MW, alors que l'appel d'offres ne visait qu'une capacité de 1 000 MW.

Réseau de transport d'électricité du Québec

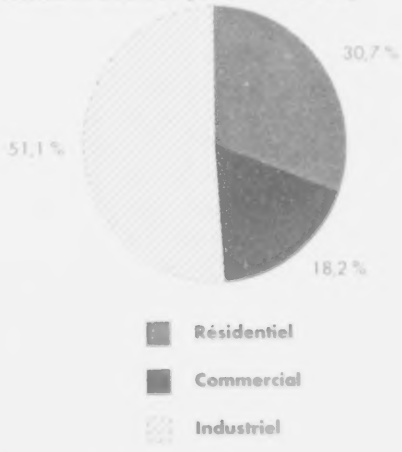


Source : TransÉnergie

En 2003, la demande d'électricité des utilisateurs finals a été de 193 797 GWh, dont 31 % pour le secteur résidentiel, 18 % pour le secteur commercial et 51 % pour le secteur industriel (figure 3.7.4). Deux industries, celle de l'aluminium et de la transformation des métaux ainsi que celle des pâtes et papiers, ont accaparé à elles seules environ 70 % de la demande du secteur industriel. L'électricité constitue la forme d'énergie prédominante pour le chauffage résidentiel, principalement en raison des faibles coûts d'utilisation et d'installation, comparativement aux autres types d'énergie.

En 2004, HQ Distribution a élaboré un nouveau programme complet d'économie d'énergie dans le but de freiner la croissance de la demande intérieure et de promouvoir l'utilisation efficace de l'électricité. L'objectif de ce programme d'un milliard de dollars visant les clients d'HQ est d'atteindre des économies d'énergie de 3 000 GWh d'ici 2010, volume qui a déjà été soustrait des projections de la demande d'HQ.

Québec – Demande d'électricité selon le secteur (193 797 GWh)



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Compte tenu des faibles coûts traditionnels de l'hydroélectricité, les Québécois ont bénéficié de bas tarifs. En outre, le gel des tarifs décrété par le gouvernement entre 1999 et 2003 a fait en sorte que les prix sont demeurés stables. En 2004, les tarifs ont subi deux hausses, soit de 3 % en janvier et de 1,4 % en avril. En février 2005, la Régie de l'énergie a autorisé une nouvelle majoration, de 1,2 % celle-là, qui est entrée en vigueur le 1er avril. HQ Distribution avait initialement demandé une hausse de 2,7 %. Cette dernière augmentation visait à permettre à HQ Distribution de recouvrer les augmentations enregistrées à l'égard de ses frais d'exploitation.

Selon une enquête effectuée récemment par HQ (figure 3.7.5), Montréal viendrait au deuxième rang (après Winnipeg) parmi les 12 villes nord-américaines étudiées pour ce qui est des tarifs les plus bas, et au troisième

Chauffage électrique

Même si la propreté, la fiabilité et le confort peuvent être associés au chauffage au gaz, dans un certain nombre de provinces, l'électricité demeure le mode de chauffage privilégié des demeures existantes et des nouvelles habitations. Longtemps, des provinces comme le Québec et le Nouveau-Brunswick n'ont pas eu accès au gaz naturel et ont profité de faibles tarifs pour l'électricité. Le chauffage électrique est propre et sûr, il n'exige qu'un faible investissement initial et là où l'électricité est proposée à faible coût, ses prix sont concurrentiels comparativement à ceux d'autres combustibles.

Avec une disponibilité accrue du gaz naturel et son utilisation élargie pour la production d'énergie, un passage à ce gaz à des fins de chauffage, au détriment de l'électricité, ne semble pas hors de question. Les nouveaux appareils de chauffage au gaz naturel peuvent permettre des rendements de l'ordre de 80 % à 90 % à la combustion, tandis que ces rendements ne dépasseront pas 50 % dans le cas des centrales alimentées directement au gaz naturel. Dans de telles circonstances, il faut davantage d'énergie pour chauffer une maison à l'électricité lorsque celle-ci est produite à partir de gaz naturel plutôt qu'en utilisant ce gaz sans intermédiaire.

La pénétration limitée du gaz naturel dans certains marchés du chauffage résidentiel est attribuable à un certain nombre de facteurs.

- L'infrastructure pour le chauffage électrique est déjà en place dans les foyers, ce qui rend moins attrayant le passage au gaz naturel.
- Les constructeurs d'habitations dans les régions où le chauffage électrique prime ne connaissent pas aussi bien les installations au gaz naturel.
- Même si du gaz naturel peut être acheminé jusqu'aux centrales, il est possible qu'il n'existe pas de réseaux de distribution à domicile.
- En général, les consommateurs paient un coût moyen pour l'électricité, tenant compte à la fois de l'énergie hydroélectrique ou provenant des centrales au charbon, produite à faible coût, ainsi que de la production plus coûteuse au gaz naturel. Par conséquent, il est possible qu'ils n'aient pas conscience de tous les avantages découlant du passage au chauffage au gaz naturel.

De toutes ces questions, celle des prix est probablement la plus importante. Même si le passage au chauffage au gaz naturel réduisait la demande globale d'électricité et le besoin de centrales alimentées à ce gaz, la facture énergétique du consommateur ne serait que peu touchée, ce qui ne peut que tiédir son empressement à changer. Ce n'est que si les consommateurs en tirent des avantages substantiels qu'il y aura passage massif au profit du gaz naturel dans les régions précitées.

rang en ce qui a trait aux plus faibles tarifs accordés aux clients à fort volume du secteur industriel (sur 21 villes analysées). Il n'est pas rare que les tarifs d'électricité au Québec soient de 50 % plus bas qu'ailleurs en Amérique du Nord. Afin de favoriser les économies d'énergie auprès de ses abonnés résidentiels, HQ Distribution facture un tarif supérieur lorsque le volume minimal d'électricité est atteint. La tarification au compteur horaire demeure au stade expérimental au Québec.

Échanges commerciaux

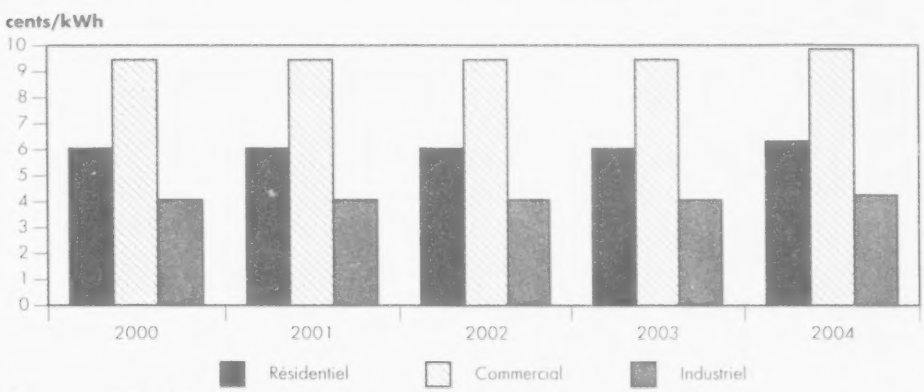
Au Canada, le Québec possède des interconnexions avec l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et le Labrador. Dans le cadre d'un contrat à long terme, le Québec reçoit un fort volume d'électricité du Labrador, soit 30 000 GWh par année. En 2003, les transferts en provenance du Nouveau-Brunswick ont été inférieurs à 2 000 GWh, comparativement à 3 400 GWh pour ceux provenant de l'Ontario.

Les transferts interprovinciaux nets vers le Québec ont augmenté sensiblement de 2002 à 2004, en raison d'une offre relativement serrée dans la province (figure 3.7.6).

Sur le plan des échanges commerciaux avec les États-Unis, les exportations totales du Québec ont diminué au cours des dernières années (figure 3.7.7). Cette situation résulte d'un ensemble de facteurs, dont la croissance rapide de la demande intérieure et les faibles précipitations des dernières années, qui ont fait en sorte que les excédents disponibles pour l'exportation ont été moins importants. Dans l'ensemble, les exportations prennent la forme d'opérations au comptant à court terme. HQ Production ne possède plus que deux contrats d'exportation à long terme.

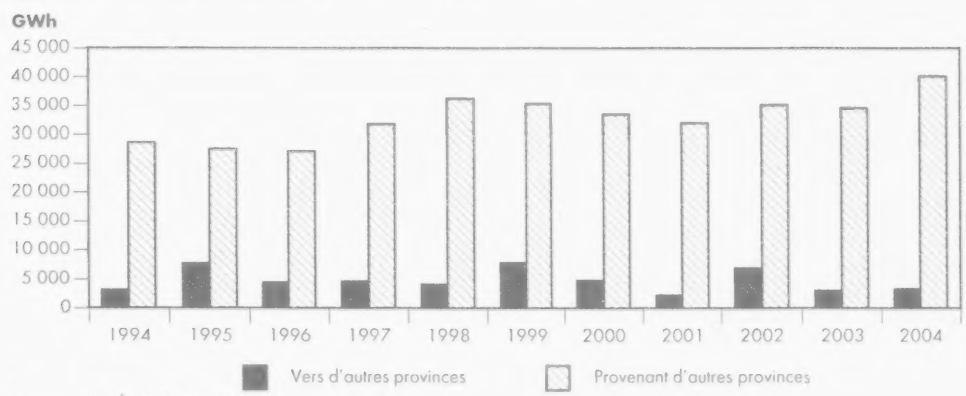
Reflétant la forte augmentation de la demande sur le marché québécois et, plus probablement, des conditions hydrographiques, le volume net des échanges à l'extérieur de la province a baissé de 70 % en 2003 par rapport à 2002.

Québec – Prix de l'électricité à Montréal (toutes taxes exclues)



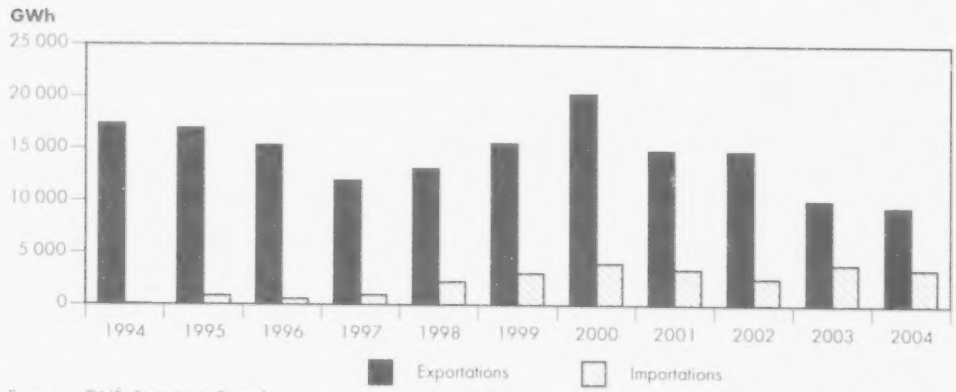
Source : Hydro-Québec

Québec – Transferts d'électricité entre provinces



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Québec – Échanges internationaux d'électricité



Sources : ONÉ, Statistique Canada

3.7.3 *Perspectives et enjeux*

À court terme, la situation du Québec relativement à l'offre d'électricité devrait s'améliorer, les exportations devraient reprendre avec plus de vigueur et il faut s'attendre à une certaine pression à la hausse sur les tarifs. Bien que les précipitations demeurent une grande source d'incertitude quant il s'agit d'approvisionnement, les marges de réserve se sont améliorées au cours des 12 derniers mois grâce à des précipitations supérieures à la moyenne à l'été et à l'automne 2004. L'augmentation de la demande intérieure, combinée à de faibles précipitations, a incité HQ à s'assurer d'un approvisionnement sous d'autres formes. Aux nouvelles installations hydroélectriques mises en service s'ajoutent les appels d'offres d'HQ Distribution qui visent à fournir 3 500 GWh d'énergie en 2005.

Par ailleurs, HQ Distribution projette deux autres demandes de propositions en 2005 : la première touche 6 000 GWh d'énergie, dont elle prévoit avoir besoin en 2006, tandis que la seconde porte sur un volume supplémentaire de 1 000 MW d'énergie éolienne qui devra être accessible dès 2008. Une troisième demande de propositions est aussi possible en 2005 si HQ Distribution choisit d'assurer ses besoins en énergie pour 2006 au moyen de deux appels d'offres distincts ou si le volume d'électricité dont elle croit avoir besoin en 2006 augmente de façon considérable. On s'attend à ce que HQ Distribution présente une demande de propositions en 2007 pour un volume considérable, mais non précisé, d'énergie en ce qui concerne les années qui suivront.

Les exportations d'HQ sont directement liées au surplus d'énergie et de puissance à sa disposition, lui-même tributaire de la croissance économique de la province, du niveau des précipitations et de la mise en service de ses nouvelles centrales au moment opportun. Dans des conditions normales, les exportations devraient se redresser par rapport aux niveaux très bas de 2002 et 2003. Compte tenu du caractère concurrentiel de l'hydroélectricité dans les marchés d'exportation, la nouvelle stratégie énergétique du Québec pourrait exposer les grandes lignes d'une démarche visant l'accroissement des exportations et des revenus d'exportation. Le gouvernement du Québec a récemment réitéré sa volonté d'utiliser l'hydroélectricité aux fins du développement économique de la province. La politique énergétique du Québec durant les années 1990 reposait sur des tarifs d'électricité bas afin de recruter des entreprises énergivores. Toutefois, certains sont d'avis qu'une telle politique pour favoriser le développement économique a perdu une partie de son attrait. L'hydroélectricité ne peut créer autant d'emplois qu'elle l'a fait dans le passé, parce que les entreprises ont besoin de moins de personnel et que les prix plus élevés de l'électricité au sud de la frontière ont fait de celle-ci une denrée exportable très prisée.

En outre, on s'attend que la stratégie énergétique du Québec définisse le cadre général à respecter dans la recherche d'options de production à long terme. Bien que de nombreux signes portent à croire qu'HQ concentrera ses efforts dans la construction de nouveaux barrages et de nouvelles éoliennes, des incertitudes demeurent quant au gaz naturel et au nucléaire. Le gouvernement du Québec a approuvé un projet de cogénération au gaz naturel pour ensuite écarter une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel devant le tollé soulevé dans la population (le projet du Suroît). Bien que des importations possibles de gaz naturel liquéfié pourraient contribuer à stabiliser les prix de ce gaz, l'opposition de la population à propos de l'emplacement d'un projet en ce sens pourrait représenter un obstacle considérable à son implantation. La centrale nucléaire Gentilly 2 devrait continuer à produire de l'électricité jusqu'à la fin de la présente décennie. Une étude d'envergure est actuellement en cours pour déterminer s'il y a lieu de remettre cette centrale à neuf. Une décision est attendue d'ici la fin de 2006.

Comme c'est le cas dans beaucoup d'autres provinces, les consommateurs québécois doivent s'attendre que leurs factures d'électricité augmenteront, principalement en raison de la hausse des coûts de production, de transport et de distribution. L'accroissement des coûts moyens de production prend en compte l'aménagement plus coûteux des nouveaux sites hydroélectriques et le coût relativement élevé de l'énergie éolienne. HQ Distribution a récemment indiqué qu'elle aura besoin d'une majoration annuelle des tarifs de l'ordre de 2 % à 3 % au cours des prochaines années pour compenser la hausse de ses coûts et permettre au Québec de demeurer autosuffisant sur le plan énergétique.

À mesure que s'effectuera l'intégration de l'énergie éolienne au réseau d'HQ, les coûts moyens de production augmenteront progressivement. Selon les estimations d'HQ, le coût d'acquisition de cette forme d'énergie est de 6,5 cents le kWh, comparativement à 2,79 cents le kWh pour le volume d'électricité patrimonial de 165 000 GWh. Le raccordement du parc d'éoliennes au réseau provincial nécessite également des investissements considérables dans l'infrastructure de transport. On estime à 8,7 cents le kWh le coût total de l'énergie éolienne, transport inclus, ce qui représente un montant beaucoup plus élevé que les tarifs résidentiels actuels. Dans une certaine mesure, l'intégration de l'énergie éolienne au réseau provincial constitue bien davantage un enjeu économique qu'opérationnel. Le coefficient de charge de l'énergie éolienne étant environ de 30 % à 35 %, HQ doit soupeser le coût des investissements dans une nouvelle ligne de transport qu'elle utiliserait moins de 35 % du temps en regard des avantages associés à cette source d'énergie « propre ».

Un débat public s'est engagé au Québec sur la possibilité de passer à des tarifs d'électricité établis en fonction des marché. Les tenants de cette solution sont d'avis que des tarifs plus élevés, donc plus représentatifs des coûts véritables, constitueraient un incitatif aux économies d'énergie et que l'électricité ainsi économisée pourrait être exportée dans des marchés prêts à payer un prix élevé.

HQ, le gouvernement de l'Ontario et la firme d'ingénieurs SNC-Lavalin ont récemment annoncé la création d'un partenariat en vue d'étudier deux options de mise en valeur. La première porte sur la création d'une coentreprise qui financerait l'exploitation du cours inférieur du fleuve Churchill. L'Ontario détiendrait le tiers de cette entreprise et HQ, les deux tiers. La nouvelle société louerait les sites du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador pendant 50 ans. Pour ce qui est de la seconde option, Newfoundland and Labrador Hydro financerait et construirait des centrales sur le cours inférieur du fleuve Churchill, tandis que l'Ontario et le Québec négocieraient une entente pour l'achat de l'électricité produite.

3.7.4 *Résumé*

Traditionnellement, le Québec a joui d'une structure de marché caractérisée par des tarifs d'électricité relativement stables. Toutefois, ces dernières années, la province a connu des périodes d'offre

serrée et d'exportations réduites. Les décideurs font actuellement face au défi qui consiste à choisir les meilleures options de production à long terme pour assurer un approvisionnement suffisant et fiable à un coût abordable, tout en protégeant l'environnement et en favorisant le développement économique. En 2005-2006, les consommateurs doivent s'attendre à des hausses modérées des tarifs d'électricité. En présumant que le niveau des précipitations reviendra à la normale, les exportations du Québec devraient retrouver leurs niveaux des années passées.

3.8 Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick (N.-B.) représente le plus gros marché provincial de l'électricité du Canada Atlantique, avec près de 40 % de la demande d'électricité de cette région. Ses sources de production sont diversifiées et comprennent le nucléaire, les centrales aux combustibles fossiles et l'énergie hydroélectrique. Toutefois, l'avenir de la centrale nucléaire de Point Lepreau, d'une capacité de 635 MW, demeure incertain.

En ce moment, la capacité de production de la province est suffisante pour satisfaire à ses besoins intérieurs et pour procurer des occasions d'exportation. Afin d'assurer la suffisance de l'offre d'énergie après 2006, le N.-B. prévoit augmenter le nombre d'interconnexions avec ses voisins, mettre en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement et améliorer son efficacité énergétique.

3.8.1 *Structure du marché*

Le 1er janvier 1998, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB), une entreprise intégrée de service public détenue en exclusivité par la province, a ouvert son réseau de transport afin de permettre à toutes les parties de faire transiter de l'énergie dans la province et de transférer de l'énergie du N.-B. vers l'extérieur.

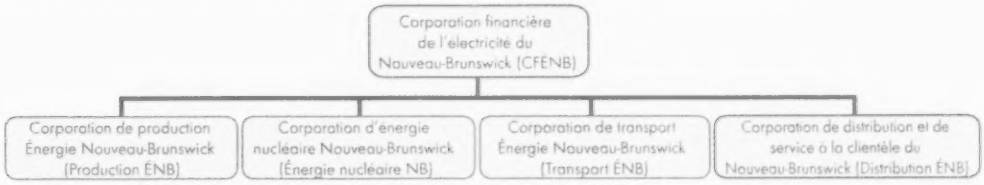
En 2001, la province a dévoilé son *Livre blanc sur la Politique énergétique du Nouveau-Brunswick*, dans lequel on décrit le cadre de travail pour 2000 à 2010 en vue d'être actif sur le marché concurrentiel de l'électricité et de préparer l'avenir, tout en tenant compte des préoccupations économiques, environnementales et sociétales des citoyens. Le but de cette politique est d'établir un juste équilibre entre des objectifs concurrents, notamment assurer un approvisionnement d'énergie sûr, fiable et économique, promouvoir l'efficience et le développement économique, ainsi que mettre en place un cadre réglementaire efficace et transparent.

La publication de cette politique énergétique a débouché sur l'adoption de la *Loi sur l'électricité* en avril 2002, promulguée le 1er octobre 2004. Cette loi réorganisait Énergie NB, créait un marché de gros ouvert et rendait accessible le marché de détail aux grandes entreprises industrielles branchées au réseau de transport.

La province dispose toujours de tarifs réglementés pour le service standard, qui s'appliquent à tous les abonnés, y compris les gros clients industriels. Cependant la *Loi sur l'électricité* autorise la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESPNB) à calculer des redevances d'annulation de service quand des clients en gros ou de grandes entreprises industrielles se retirent du service général, afin de couvrir les coûts occasionnés aux services publics par l'aménagement des installations de production et de transport.

La *Loi sur l'électricité* maintient en place Énergie NB en tant que société de portefeuille, qu'elle renomme Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (CFENB). La province

Nouveau-Brunswick – Secteur de l'électricité : structure institutionnelle



continue d'être le seul actionnaire de cette corporation, qui exploite quatre autres sociétés (figure 3.8.1).

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) est une société de réglementation distincte à but non lucratif qui a été créée pour exploiter le réseau provincial et le marché de l'électricité, assurer la fiabilité du réseau, coordonner la planification du réseau électrique et administrer le tarif d'accès ouvert au réseau de transport (TAORT). Les *Règles du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick* encadrent les relations entre l'exploitant du réseau et les participants au marché.

Le marché provincial de l'électricité continue de relever de la CESPNB, dont le mandat comprend la surveillance du marché, l'approbation des tarifs et la résolution des litiges. L'une des principales caractéristiques de cette nouvelle structure est que toutes les ressources souhaitées par la Corporation de distribution et de service à la clientèle du Nouveau-Brunswick (Distribution ÉNB) doivent être soumises à un processus de demandes de propositions ouvert aux producteurs indépendants tout autant qu'à la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production ÉNB).

En septembre 2004, dans le but d'analyser les enjeux liés à la demande croissante d'énergie et à l'environnement, le ministère de l'Énergie du N.-B. a publié un document intitulé *Livre blanc sur le programme d'efficacité énergétique du Nouveau-Brunswick*, dans lequel il expose les objectifs et les principaux éléments du programme de GAD et annonce la création d'une agence de l'efficacité énergétique inspirée du modèle du Vermont[26]. En plus de ses efforts sur le plan de la gestion axée sur la demande, la province projette d'encourager la mise en valeur de sources d'énergie renouvelables par l'instauration de NPER.

Le N.-B. participe également aux travaux du Forum des ministres de l'Énergie de l'Atlantique, organe relevant du Conseil des premiers ministres de l'Atlantique, qui concentre ses efforts sur la promotion d'une démarche de coopération à l'échelle de la région en matière de mise en valeur de l'énergie.

3.8.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Production

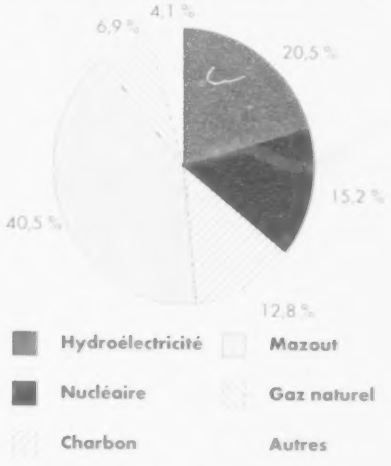
La production d'énergie du N.-B. est passablement diversifiée (figure 3.8.2), le mazout constituant la principale composante avec environ 29 %. L'énergie hydroélectrique, le nucléaire et le charbon, qui représentent entre 15 % et 25 %, jouent un rôle appréciable dans le volume total. Le gaz naturel et les autres combustibles complètent le tableau (figure 3.8.3).

26 *Efficiency Vermont* est une agence créée par l'État du Vermont qui a permis d'atteindre des économies d'énergie représentant 1 % des ventes annuelles d'électricité, ce qui se rapproche de la croissance projetée de la demande au Nouveau-Brunswick.

Au N.-B., la part importante de la production d'électricité liée au mazout pourrait avoir une incidence notable sur le coût de production moyen. Le mazout est un combustible plutôt coûteux dont le prix dépend des conditions sur le marché mondial des produits de base. Ainsi, toute hausse du cours du pétrole se traduit par une augmentation du coût de production de l'électricité à partir du mazout dans la province.

Le nucléaire fournit la charge de base. Bien que cette forme de production ne représente que 15 % de la capacité installée du N.-B., elle compte pour 25 % de la production totale de la province du fait qu'elle est exploitée en permanence. Cela mérite d'être souligné, car un arrêt de la production obligerait les autorités compétentes à remplacer cette énergie par d'autres sources.

Nouveau-Brunswick – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (4 470 MW)

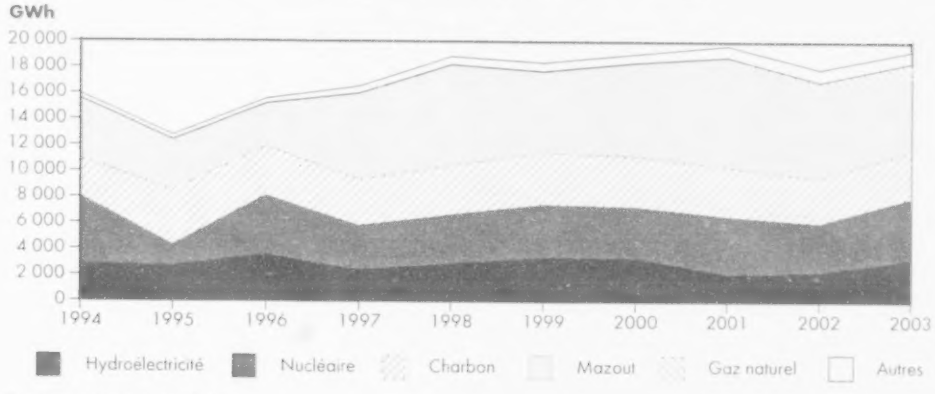


Source : Statistique Canada

À l'heure actuelle, Production ÉNB et la Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB) ont une capacité de production combinée de 3 894 MW. Ce sont les principaux producteurs d'électricité de la province. Quand aux autres producteurs branchés au réseau contrôlé de l'ERNB, ils ont une capacité combinée de 402 MW. La production autonome des entreprises industrielles représente 170 MW.

La production totale de la province a atteint 19 300 GWh en 2003 (figure 3.8.3). Dans l'ensemble, elle a augmenté au cours des dix dernières années; durant les trois dernières, elle a connu de fortes variations. La production hydroélectrique a été inférieure à la moyenne en raison des faibles précipitations. Depuis quelques années, celle découlant du mazout a aussi baissé, notamment en raison de l'entrée en service, en 2001, du projet Bayside, qui a permis de remplacer 100 MW d'énergie produite par une turbine à la vapeur alimentée au mazout à la centrale de Courtney Bay par 263 MW d'une unité à cycle combiné. L'électricité produite à Bayside est vendue à Distribution ÉNB en hiver et dans le marché de l'EIR de la Nouvelle-Angleterre le reste de l'année.

Nouveau-Brunswick – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

Outre le projet de Bayside, la centrale de cogénération au gaz naturel de Grandview, d'une capacité de 90 MW, une coentreprise formée par TransCanada Corporation et Grandview Cogeneration Corporation (une filiale d'Irving Oil), a été achevée à la fin de 2004. La centrale de Grandview est située sur le site de la raffinerie d'Irving Oil à Saint John, au N.-B.

En ce qui a trait à la mise en valeur future de la production au gaz naturel, Irving Oil a annoncé son intention de construire une centrale près de Saint John, laquelle compléterait une installation de GNL envisagée. Cette centrale, qui doit encore recevoir l'aval des autorités compétentes, aurait une capacité de 500 à 750 MW et pourrait combler jusqu'au tiers des besoins de charge de la province.

En date du 30 novembre 2004, la centrale de Coleson Cove, qui fournit environ 33 % de la charge du N.-B. durant les pointes des mois d'hiver, avait été remise à neuf pour pouvoir utiliser de l'Orimulsion[MD] ainsi que du mazout lourd[27]. Parmi les travaux effectués, on a ajouté des épurateurs afin de réduire considérablement les taux des émissions et de se conformer aux normes environnementales actuelles ou émergentes. Les plans en vue d'utiliser l'Orimulsion[MD] sont actuellement au point mort en raison de problèmes associés à l'obtention de garanties d'approvisionnement à long terme. En l'absence de telles garanties, Production ENB continue de brûler du mazout lourd pendant qu'elle évalue ses options.

La centrale de Point Lepreau, seule centrale nucléaire du Canada Atlantique, arrive au terme de sa vie utile. L'*Examen de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau*, rendu public en avril 2004, a conclu que la remise à neuf constituait une solution viable. La centrale fournit 25 % de toute l'électricité consommée au N.-B. La décision concernant sa remise à neuf aura une incidence déterminante sur la production à prévoir dans la province. Énergie nucléaire NB évalue la faisabilité de cette remise à neuf avec Énergie atomique du Canada limitée et d'autres investisseurs possibles. Dans l'éventualité où la province n'irait pas de l'avant avec ce projet, une proposition visant à construire une centrale alimentée au charbon d'une capacité de 450 à 600 MW sur le site des installations de Production ENB à Belledune est à l'étude.

Pour ce qui est de l'énergie renouvelable, le projet d'éoliennes de 20 MW d'Eastern Wind Power Inc., devant être aménagé à Dark Harbour, sur la côte ouest de Grand Manan, devrait être achevé d'ici la fin de 2005 ou le début de 2006.

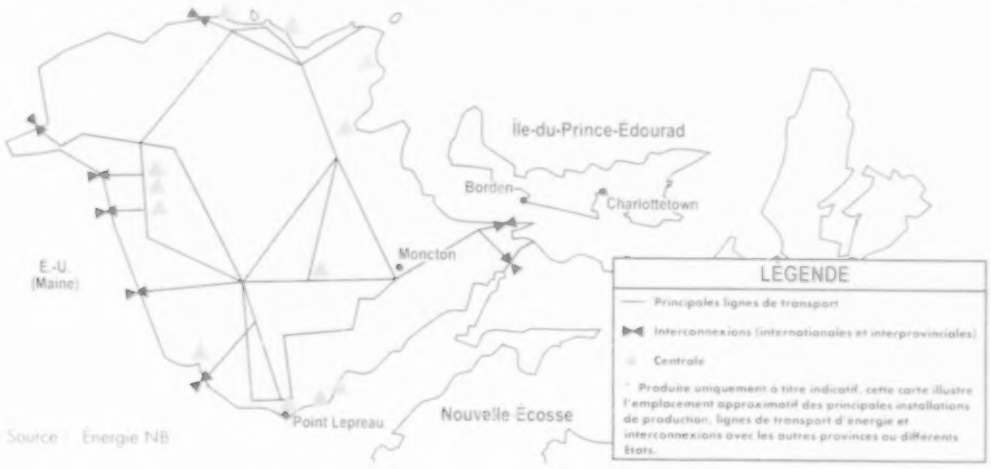
Transport

Le N.-B. partage des interconnexions avec les provinces et les États voisins (figure 3.8.4). Deux lignes de CCHT le relient au Québec, tandis qu'elle est raccordée à l'Île-du-Prince-Édouard, à la Nouvelle-Écosse et au Maine au moyen de lignes de CA. Sa principale interconnexion de 345 kV avec le Maine lui procure une capacité d'exportation de 700 MW. D'autres, plus modestes, qui approvisionnent des centres de consommation isolés dans l'État du Maine ont une capacité de transport de 120 MW.

Afin d'améliorer la fiabilité du réseau et d'augmenter sa capacité d'importation et d'exportation, une seconde ligne internationale de transport d'électricité de 345 kV qui serait reliée au Maine a été proposée. Les approbations des autorités américaines n'ont pas encore été accordées. L'ONÉ a déjà approuvé la portion canadienne du projet en mai 2003, sous réserve de l'aval de toutes les autorités américaines. L'examen du tracé détaillé pour la partie canadienne a été entrepris et, suite aux inquiétudes soulevées par des propriétaires fonciers, l'ONÉ a tenu une audience le 9 mai 2005 à St Stephen. Si toutes les approbations sont accordées, la nouvelle ligne de transport devrait entrer en service d'ici l'hiver 2006-2007.

27 L'Orimulsion[MD] est un mélange de bitume et d'eau importé du Venezuela.

Réseau de transport d'électricité du Nouveau-Brunswick et Île-du-Prince-Édouard



Source : Énergie NB

En mars 2003, la CESPNB a approuvé un TAORT préparé conformément à l'ordonnance 888 de la FERC aux États-Unis et dont la gestion sera assurée par l'ERNB. Les audiences sur les modifications apportées au TAORT ont pris fin et l'adoption des changements était prévue pour le 1er mai 2005.

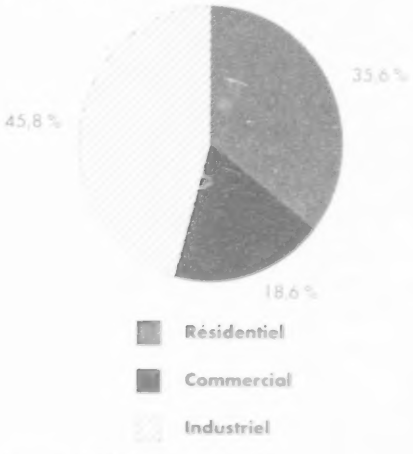
Les provinces Maritimes ont envisagé la possibilité, sans y donner suite, de former une OTR. La mise sur pied de l'ERNB pourrait déboucher sur la création d'un marché dans les Maritimes, bien que de nombreuses questions de compétences et de tarifs restent à régler.

Consommation

La consommation d'électricité du N.-B. est répartie ainsi : 46 % pour le secteur industriel, 35 % pour le secteur résidentiel et 19 % pour le secteur commercial (figure 3.8.5). Plus de la moitié des habitations de la province sont chauffées à l'électricité. Afin d'inviter à une plus grande diversification, la province incite les propriétaires de nouvelles maisons à opter pour d'autres sources de chaleur, comme le mazout ou le gaz naturel. Cependant, malgré ces efforts, l'électricité continue d'être le choix d'environ 80 % des gens à la construction de nouvelles habitations. La charge industrielle a quelque peu fléchi, en raison de la fermeture récente de deux usines de pâtes et papiers.

La province bénéficie d'échanges commerciaux avec les États de la Nouvelle-Angleterre et les autres provinces Maritimes, où les prix sont plus élevés. Les consommateurs de la province profitent donc de cette situation, les revenus provenant de telles ventes d'électricité permettant de maintenir des prix moins élevés qu'à l'Île-du-Prince-Édouard et en Nouvelle-Écosse. Malgré le dégroupement de l'ancienne société Énergie NB, les consommateurs continuent de profiter des exportations, pour le moment, en raison de contrats à long terme entre Production ÉNB et Distribution ÉNB.

Nouveau-Brunswick – Demande d'électricité selon le secteur (15 303 GWh)



Sources : ONÉ, Statistique Canada

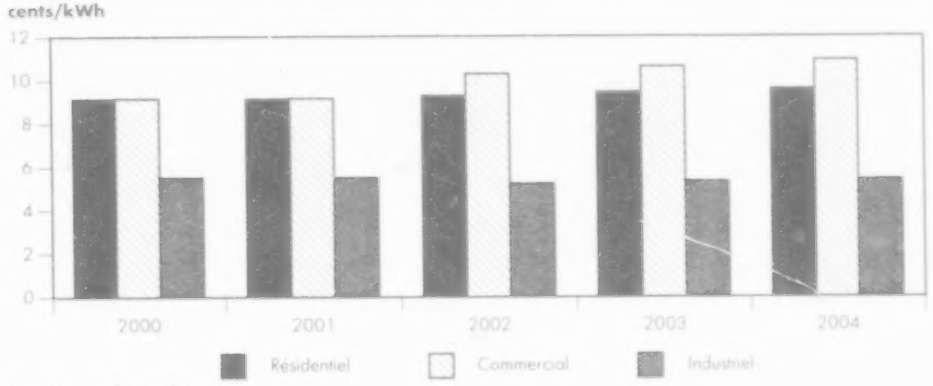
Les tarifs résidentiels et commerciaux au N.-B. ont augmenté ces dernières années alors que ceux du secteur industriel sont restés relativement stables (figure 3.8.6). En avril 2002, une hausse moyenne de 2,1 % a été appliquée, suivie d'une autre de 2,6 % en avril 2003 et d'encore une autre de 2,5 % en avril 2004. Les augmentations imposées selon les catégories d'utilisateurs sont modulées en fonction des frais d'exploitation et d'entretien.

Distribution ÉNB a décrété des hausses moyennes de 3,0 % le 31 mars 2005 et de 4,5 % le mois suivant. Bien que la majoration moyenne totale pour 2005 sera de 7,5 %, les abonnés résidentiels, pour leur part, subiront une augmentation combinée de 9,7 % qui tient compte de l'augmentation du prix du pétrole et de la décision de réduire l'interfinancement.

Échanges commerciaux

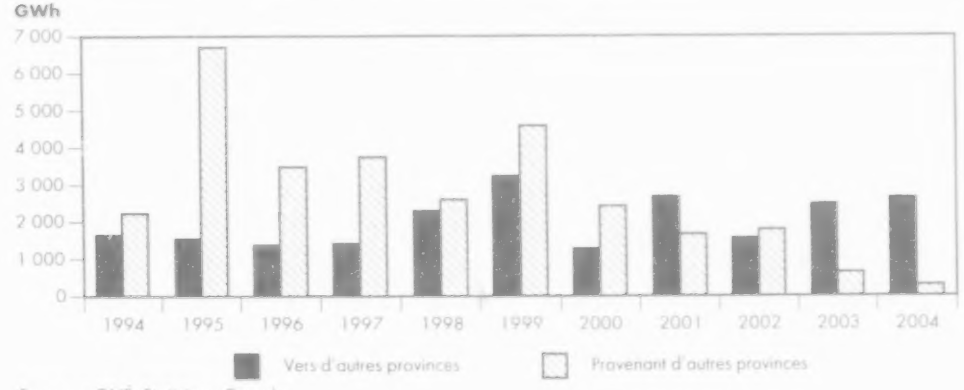
Les transferts vers le N.-B. en provenance des provinces voisines ont diminué au fil des ans, tandis que ceux dans l'autre sens sont demeurés assez stables (figure 3.8.7). Cela s'explique par l'offre serrée qui a prévalu au Québec récemment et qui a fait en sorte que cette province importait davantage d'électricité du N.-B. qu'elle ne l'avait fait dans le passé. Aussi, le Québec est-il devenu le principal

Nouveau-Brunswick – Prix de l'électricité à Moncton (toutes taxes exclues)



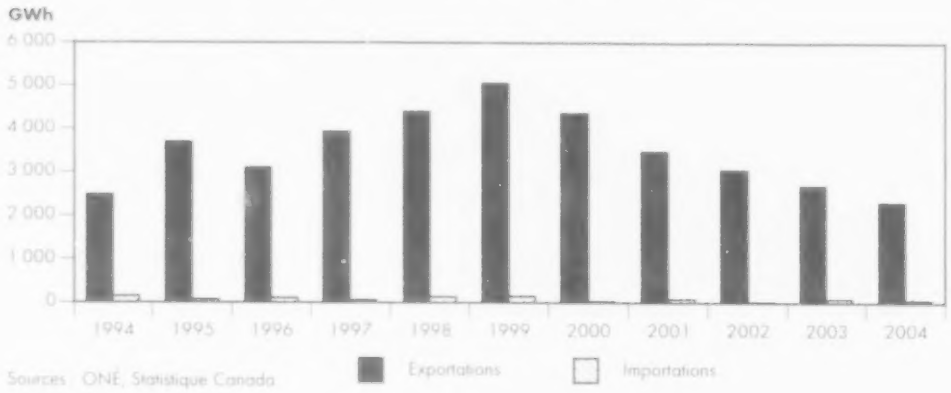
Source : Hydro-Québec

Nouveau-Brunswick – Transferts d'électricité entre provinces



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Nouveau-Brunswick – Échanges internationaux d'électricité



Sources : ONÉ, Statistique Canada

client du N.-B. dans ses ventes à l'extérieur de la province, bien que la Nouvelle-Angleterre continue d'importer plus d'électricité que lui. À court terme, le N.-B. continuera de fournir à l'Île-du-Prince-Édouard 95 % de son volume d'énergie. Au net, les échanges interprovinciaux sont en hausse.

Les exportations vers les États-Unis n'ont pas cessé de diminuer depuis 1999, tandis que les importations demeurent négligeables (figure 3.8.8). Le niveau plus élevé des ventes dans la province et des transferts aux provinces voisines a limité le volume d'électricité disponible pour l'exportation, d'où la baisse enregistrée.

3.8.3 *Perspectives et enjeux*

L'approvisionnement en électricité du N.-B. devrait suffire en 2005-2006. Une décision cruciale devra bientôt être prise relativement à l'avenir de la centrale Point Lepreau. Puisqu'on prévoit une hausse continue de la demande, certaines questions devront être étudiées afin d'assurer un approvisionnement suffisant pendant l'interruption possible si on allait de l'avant avec la remise à neuf de la centrale, car celle-ci serait alors hors service d'avril 2008 à décembre 2009. Puisque cette centrale fournit la charge de base, sa production devra être remplacée par des sources intérieures et des importations. La capacité d'importer étant actuellement limitée, tout retard dans la construction d'une seconde ligne internationale de transport d'électricité reliant le N.-B. à l'État du Maine pourrait entraîner une pénurie d'énergie dans la province.

Au cours des dernières années, les baisses dans les exportations ont été compensées par l'augmentation des transferts interprovinciaux et on prévoit que cette tendance se maintiendra pour l'avenir prévisible. À court terme, le volume des transferts vers le Québec dépendra sans doute des précipitations. Compte tenu du surplus de capacité de production dans les centrales alimentées au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, il semble peu probable que les exportations rebondiront substantiellement en 2005-2006. En outre, selon la décision qui sera prise concernant la centrale de Point Lepreau et en dépit des exportations réduites, des importations considérables pourraient être nécessaire en 2008-2009.

Les revenus tirés des exportations ont contribué à maintenir les tarifs intérieurs parmi les plus bas du Canada Atlantique. Cependant, des hausses considérables pourraient survenir à court terme en raison de l'augmentation des coûts des combustibles et de la réduction des exportations. De plus, des pressions à la hausse sont à prévoir à cause des investissements considérables déjà engagés pour

convertir la centrale de Coleson Cove à l'Orimulsion^MD ainsi que des dépenses possibles liées à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

Le N.-B. projette d'accroître sa capacité de transport afin de pouvoir augmenter ses importations et ses exportations avec les marchés du Nord-Est des États-Unis. Le défi consistera à veiller à ce que la seconde ligne internationale de transport d'électricité entre en service à temps pour aider à assurer un approvisionnement suffisant durant les travaux de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

Les taux permis des émissions de SO_X diminueront cette année et de nouveau en 2010, tandis que des seuils maximums pour les émissions de NO_X et de mercure entreront en vigueur en 2009. Le N.-B. prévoit être en mesure d'atteindre ses objectifs pour 2009 et 2010, grâce aux travaux de conversion à la centrale de Coleson Cove et à la mise hors service de celle au charbon de Grand Lake, une centrale d'une capacité de 57 MW construite en 1964 qui utilise du charbon à fort contenu de soufre.

Sous l'égide du Forum des ministres de l'Énergie de l'Atlantique, la région élabore une stratégie énergétique favorisant la création d'un marché régional plus intégré. Cette démarche pourrait se traduire par une hausse des transferts entre les provinces de l'Atlantique. Étant donné qu'une proportion considérable de sa production repose sur des combustibles fossiles, le N.-B. évalue actuellement ses options de production. La publication, le 13 avril 2005, du *Projet vert*, plan du gouvernement du Canada devant lui permettre de respecter ses engagements dans le cadre du *Protocole de Kyoto*, vise à réduire les incertitudes qui régnaient relativement aux règles qui prévaudront pour l'atteinte des objectifs de réduction des émissions selon le *Protocole de Kyoto*. L'efficacité énergétique, les NPER et la mise en valeur de l'énergie éolienne figurent actuellement parmi les priorités du gouvernement afin d'obtenir des sources de production plus vertes.

3.8.4 *Résumé*

Le N.-B. dispose d'une offre suffisante pour répondre à ses besoins en électricité à court terme. Cependant, des doutes planent quant à l'avenir. Une fois prise la décision concernant la centrale de Point Lepreau (attendue vers le milieu de 2005), une partie de l'incertitude se dissipera. L'installation d'une seconde LIT vers le Maine jouera un rôle de premier plan dans la capacité du N.-B. lorsqu'il s'agit de répondre à la demande intérieure, tout en permettant aux producteurs de la province de profiter d'occasions d'échanges commerciaux.

3.9 Île-du-Prince-Édouard

L'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) compte presque totalement sur les transferts d'électricité en provenance du Nouveau-Brunswick pour répondre à ses besoins d'énergie. Une stratégie énergétique globale qui est prévue pour le printemps 2005 mettra l'accent sur la mise en valeur de l'énergie renouvelable. À ce jour, la province continue de chercher des emplacements qui lui permettraient d'exploiter l'énergie éolienne afin de diversifier son approvisionnement et de réduire sa dépendance sur la production venant d'ailleurs.

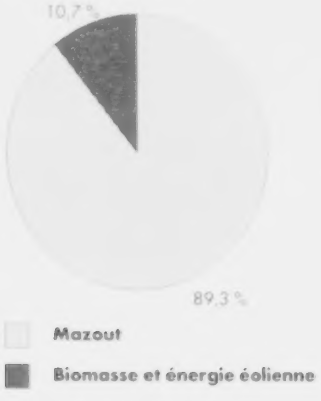
3.9.1 *Structure du marché*

La Maritime Electric Company Limited (Maritime Electric), filiale en propriété exclusive de Fortis Inc., une société ouverte, est la principale entreprise de service public d'électricité de la province. La ville de Summerside possède son propre réseau de distribution. Maritime Electric a été créée en vertu de la *Maritime Electric Company Limited Regulation Act* et est régie par l'Island Regulatory and Appeals Commission. En décembre 2003, l'Î.-P.-É. a adopté l'*Electric Power Act* (loi sur l'électricité) qui

redonne à Maritime Electric son rôle traditionnel relativement à la réglementation des tarifs en fonction du coût du service. Auparavant, les tarifs de la Maritime Electric étaient rattachés à ceux d'Énergie NB.

En juin 2004, l'Î.-P.-É. a rendu public sa stratégie en matière d'énergie renouvelable, dont le principal objectif est de réduire sa dépendance à l'endroit des combustibles fossiles. Dans le cadre de cette stratégie, la province fera en sorte que sa norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable pour l'électricité soit fixée à au moins 15 % d'ici 2010 et évaluera les occasions qui pourraient se présenter afin de la porter à 100 % (au moins 200 MW) d'ici 2015.

Île-du-Prince-Édouard Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (118 MW)



Source : Statistique Canada

3.9.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Production

Maritime Electric exploite deux centrales ayant une capacité totale de 104 MW. Celle de Borden, d'une capacité de 40 MW, possède deux turbines à combustion alimentées au diesel, tandis que celle de Charlottetown, de 64 MW, fonctionne au mazout. La province a incorporé aussi la mise en valeur de la biomasse et de l'énergie éolienne (figures 3.9.1 et 3.9.2). Les éoliennes représentent environ 2 % de l'utilisation annuelle d'électricité de l'Î.-P.-É. Cette nouvelle capacité a fait en sorte que la production de l'île a augmenté au cours des dernières années.

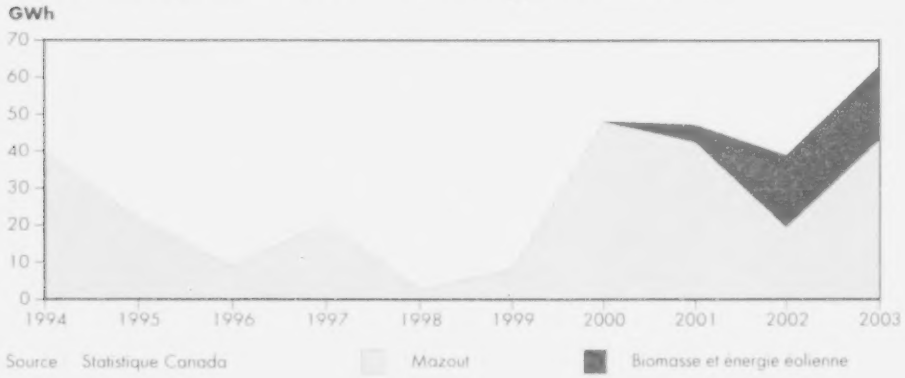
Transport

L'énergie est transportée vers l'Î.-P.-É. au moyen de deux câbles sous-marins de 138 kV ayant une capacité totale combinée de 200 MW.

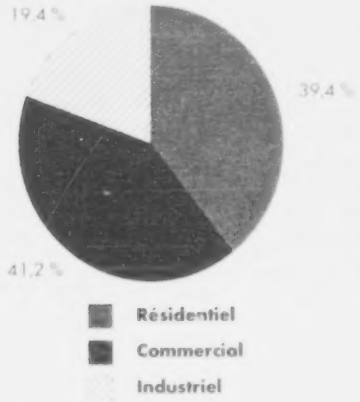
Consommation

La croissance économique de la province s'est traduite par une augmentation de la demande d'électricité. Compte tenu d'une activité industrielle limitée, près de 80 % de la demande est attribuable aux secteurs résidentiel et commercial (figure 3.9.3). La demande de pointe a atteint 209 MW en 2004.

Île-du-Prince-Édouard – Production selon le type de combustible



Île-du-Prince-Édouard
Demande d'électricité selon le secteur (958 GWh)



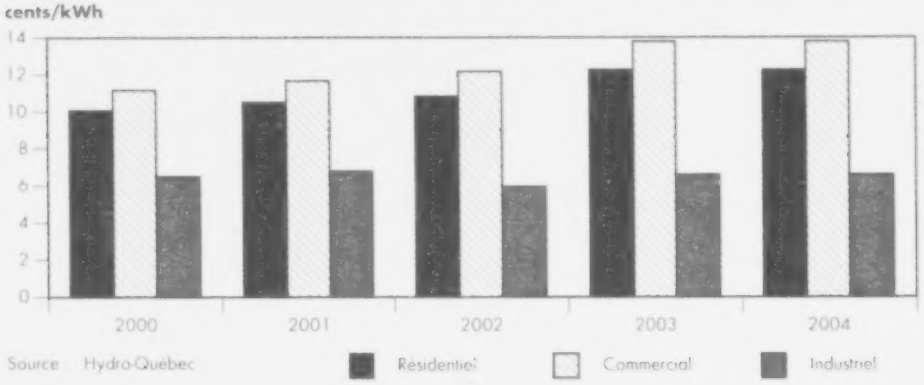
Sources : ONÉ, Statistique Canada

À l'Î.-P.-É., les tarifs d'électricité sont relativement élevés comparativement à ceux de provinces voisines. Inchangés entre 2000 et 2002, les tarifs ont augmenté de 13,3 % en avril 2003 (figure 3.9.4). De 1994 à 2003, les tarifs de Maritime Electric correspondaient à 110 % des tarifs d'Énergie NB. Depuis le 1er janvier 2004, ils sont établis d'après le coût du service à l'Î.-P.-É. Ce changement d'ordre réglementaire réduira davantage l'exposition de Maritime Electric aux coûts de l'énergie, ceux-ci pouvant désormais être entièrement recouvrés à même les tarifs.

Échanges commerciaux

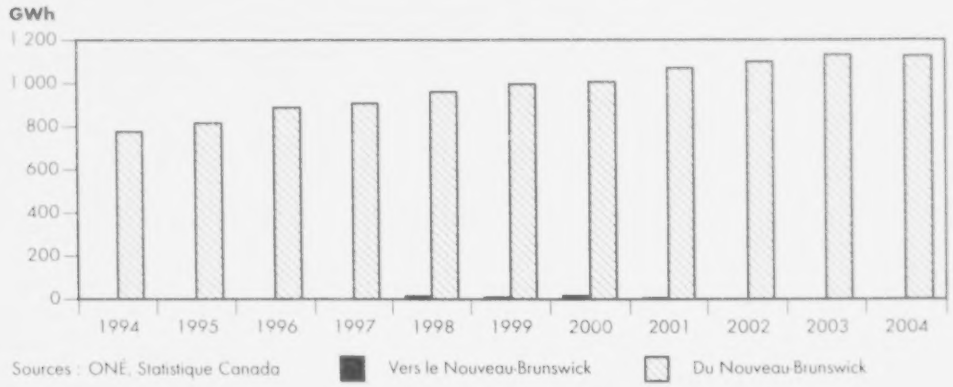
Les transferts du Nouveau-Brunswick vers l'Î.-P.-É. ont progressivement augmenté au cours des dernières années, suivant ainsi la consommation (figure 3.9.5). En 2003, Maritime Electric a signé une nouvelle entente d'achat avec Énergie NB qui prévoit une augmentation des achats d'énergie garantie.

Île-du-Prince-Édouard – Prix de l'électricité à Charlottetown (toutes taxes exclues)



Source : Hydro-Québec

Île-du-Prince-Édouard – Transferts d'électricité entre provinces



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Éoliennes

Au Canada, la production d'énergie éolienne, qui n'était attribuable qu'à quelques projets pilotes au milieu des années 1990, est passée à plus de 444 MW de capacité installée à la fin de 2004, surtout au Québec et en Alberta. Cela est notamment le résultat de coûts d'immobilisations décroissants associés aux installations éoliennes, de la hausse des prix des combustibles fossiles, de l'ouverture de marchés concurrentiels aux producteurs d'énergie indépendants, de l'adoption de normes volontaires ou obligatoires relatives au portefeuille d'énergie renouvelable et de programmes incitatifs comme le programme fédéral Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ). L'Association canadienne de l'énergie éolienne est d'avis qu'il est possible d'atteindre un objectif de 10 000 MW de capacité éolienne installée d'ici 2010.

Alors que l'énergie éolienne occupe une place de plus en plus grande sur le réseau électrique, il faut surmonter certaines embûches techniques et environnementales uniques. Même si le vent est une source d'énergie dite verte, il demeure à régler certaines questions esthétiques tandis que des préoccupations d'ordre environnemental persistent, qu'il s'agisse par exemple de pollution par le bruit ou d'incidences sur les populations aviaires. Aucun de ces problèmes n'est insurmontable si l'emplacement est choisi avec soin et si les tours sont conçues avec minutie, compte tenu de la faible vitesse de rotation des éoliennes modernes, mais il existe d'autres facteurs sur lesquels les promoteurs de projets doivent se pencher. Par exemple, les éoliennes ne fonctionnent qu'à l'intérieur d'une fourchette précise pour ce qui est de la vitesse des vents. Un minimum de vent est requis pour produire de l'énergie et lorsque sa vitesse dépasse un plafond donné, les pales sont tournées nez au vent pour en cesser le fonctionnement. Aucune énergie n'est alors produite, mais cela évite également d'endommager le matériel. Dans la même optique, un air froid et dense est préférable puisqu'il est synonyme d'une plus grande énergie comparativement à des vents de même vitesse plus chauds et moins denses, mais les températures froides peuvent fragiliser les matériaux et être à l'origine de givre, phénomène qui entraîne une production d'énergie moindre et qui peut lui aussi endommager l'équipement.

En outre, certains emplacements se trouvent près de centres urbains, mais d'autres sont situés en des lieux plus isolés, ce qui exige la construction de nouvelles installations de transport ou le prolongement d'installations existantes pour que l'énergie produite puisse être acheminée jusqu'aux marchés. Le coût d'intégration de cette nouvelle production peut constituer un facteur important. Un autre enjeu découle de la nature intermittente du vent. En général, le facteur de capacité des éoliennes se situe entre 25 % et 35 %. C'est donc dire qu'il doit exister d'autres sources d'énergie pour les périodes sans vent.

La prise de certaines mesures d'atténuation est toutefois possible.

Diversité

Si des éoliennes parsèment une vaste étendue géographique, il est peu probable que les vents cessent de souffler partout en même temps. Cependant, les promoteurs de projets éoliens souhaitent plutôt concentrer les installations aux endroits où les vents moyens permettront de produire le maximum d'énergie.

Prévisions

Des prévisions (quotidiennes ou horaires) de la vitesse des vents et de la production conséquente des éoliennes sont utiles puisqu'elles permettent d'anticiper les changements.

Synergie avec l'hydroélectricité

Une synergie naturelle existe entre les éoliennes et l'hydroélectricité. Les centrales hydroélectriques peuvent rapidement modifier leur débit de manière à réagir aux changements dans la production éolienne. Cette dernière peut très bien servir de complément aux installations hydroélectriques, car l'énergie produite alors que les vents soufflent peut donner le temps de renflouer les niveaux d'eau aux barrages.

La quantité d'énergie éolienne qu'un réseau peut absorber est tributaire de la configuration de ce réseau. Selon des études techniques effectuées et l'expérience acquise en Europe, un réseau à prédominance thermique devrait être en mesure de fonctionner normalement avec jusqu'à 10 % de la capacité de production installée attribuable à des éoliennes, mais ce pourcentage pourrait être supérieur pour un réseau principalement hydroélectrique.

3.9.3 *Perspectives et enjeux*

À court terme, l'approvisionnement de la province devrait suffire, grâce aux installations de production du Nouveau-Brunswick. Pour le long terme, une nouvelle capacité sera créée sur l'île, ce qui réduira sa dépendance à l'endroit des achats à l'extérieur de la province. Afin que son volume accru d'énergie puisse compenser l'augmentation de la demande, Maritime Electric a obtenu l'aval des autorités compétentes pour installer une turbine fonctionnant au gaz d'une capacité de 50 MW à sa centrale de Charlottetown. Construites principalement pour les périodes de pointe, ces nouvelles installations utiliseront initialement du mazout léger, pour être ultérieurement converties au gaz naturel. L'entrée en service est prévue pour l'automne 2005.

La stratégie relative à l'énergie renouvelable continuera de peser lourd sur l'offre et les ressources consommées à l'Î.-P.-É. L'objectif à court terme de porter à 15 %, d'ici 2010, la capacité constituée de l'énergie renouvelable, sera atteint grâce à l'augmentation du volume d'électricité provenant d'éoliennes d'une capacité de 40 MW. Pour promouvoir davantage cette forme d'énergie, la population aura à payer une prime sur les achats d'énergie éolienne effectués dans le cadre du programme d'énergie verte de la province. La politique sur l'énergie renouvelable exige de Maritime Electric qu'elle prépare une stratégie de GAD visant à promouvoir l'utilisation plus efficace de l'électricité et qu'elle instaure un tarif d'accès non discriminatoire pour fixer le prix qui devra lui être versé afin d'avoir accès à son infrastructure de transport. Le passage à des tarifs établis d'après le coût du service, combiné à l'ajout d'une énergie renouvelable plus propre, mais aussi plus chère, pourrait exercer une pression à la hausse sur les prix à l'Î.-P.-É.

Dans une perspective régionale, le Forum des ministres de l'Énergie de l'Atlantique procurera des occasions pour la province d'évaluer, dans un esprit de coopération, les principaux enjeux liés à l'avenir à long terme sur le plan énergétique, comme la suffisance de l'offre, le changement climatique et la possibilité d'intégrer des formes d'énergie renouvelable, notamment éolienne, dans le réseau électrique du Canada Atlantique.

3.9.4 *Résumé*

L'Î.-P.-É. a mis sur pied des initiatives destinées à diversifier ses sources d'approvisionnement et à réduire sa dépendance à l'endroit des achats d'électricité provenant de l'extérieur de la province. On croit que l'énergie renouvelable jouera un rôle de premier plan à l'avenir, tout particulièrement l'énergie éolienne. Toutefois, en raison de la nature intermittente du vent, la mise en valeur d'autres sources fiables pouvant procurer la charge de base pourrait s'avérer nécessaire.

3.10 Nouvelle-Écosse

La restructuration du marché de l'électricité en Nouvelle-Écosse se poursuit, en particulier depuis l'adoption d'une nouvelle loi sur l'électricité par l'assemblée législative à l'automne 2004. Cette loi a ouvert le marché de gros de l'électricité de la Nouvelle-Écosse et institué une norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable (NPER) d'application obligatoire visant à favoriser le recours aux énergies renouvelables en ce qui a trait à la production.

3.10.1 *Structure du marché*

Le principal fournisseur d'électricité de la Nouvelle-Écosse est la Nova Scotia Power Inc. (NSPI), une filiale de la société ouverte Emera Inc. Elle détient et exploite 97 % de la production, 99 % du réseau

de transport et 95 % du réseau de distribution. Ce service public à intégration verticale est régi par la Nova Scotia Public Utility and Review Board (UARB) selon le principe du coût du service. Le reste de la distribution appartient à six entreprises de service public municipales qui en sont les propriétaires et les exploitants. Ce sont les clients grossistes de la province.

En vertu de la nouvelle loi sur l'électricité, la NSPI doit déposer un TAORT prévoyant l'accès non discriminatoire à son réseau de transport. Les audiences sur le TAORT ont eu lieu en mai 2005. L'élaboration d'un tel TAORT est principalement motivée par le désir de répondre à l'exigence d'accès réciproque imposée par le Nouveau-Brunswick.

Dans le cadre de la politique gouvernementale annoncée, la NSPI se chargera des prévisions de la demande, tandis que l'UARB déterminera si de nouvelles sources de production sont nécessaires. L'une des méthodes envisagées consisterait, si une augmentation de la production s'impose, à présenter une demande de propositions à toutes les parties intéressées. Afin d'assurer le succès d'une telle démarche, la NSPI serait tenue de soumettre une offre.

Compte tenu de la taille du réseau de la Nouvelle-Écosse et du nombre limité de participants au marché, l'option de l'exploitant indépendant de réseau (EIR) n'est pas considérée comme efficace sur le plan des coûts. À la lumière des efforts déployés dans les provinces de l'Atlantique pour favoriser une plus grande intégration du marché régional, l'exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick pourrait évoluer en un EIR qui s'étendrait au Nouveau-Brunswick, à la Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et à la partie nord du Maine. Si cela devait se produire, il en émergerait un modèle unique au Canada d'EIR transfrontalier.

3.10.2 *Faits nouveaux sur le marché*

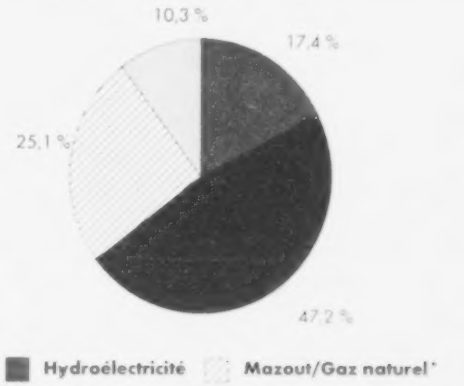
Production

D'une capacité totale de 2 321 MW (dont 332 MW provenant d'unités alimentées à la fois au mazout et au gaz naturel), la production de la Nouvelle-Écosse, en décembre 2003, était mixte (figure 3.10.1). Près de la moitié de la capacité et 70 % de la production sont attribuables à des unités alimentées au charbon. Celles-ci utilisent environ 20 % de coke de pétrole et 10 % de charbon produit dans la province (exploitation à ciel ouvert), le reste étant importé de l'étranger, principalement de l'Amérique du Sud. Dans l'espoir d'augmenter la disponibilité de charbon produit dans la province, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a fait une demande de propositions pour la mise en valeur du bloc de ressource charbonnières de Donkin, dans le bassin houiller de Sydney.

La stratégie actuelle de la NSPI relativement à l'augmentation de la production est de remettre à niveau les unités existantes et favoriser les sources renouvelables. Deux turbines alimentées au gaz naturel de 47 MW ont été ajoutées à la centrale de

FIGURE 3.10.1

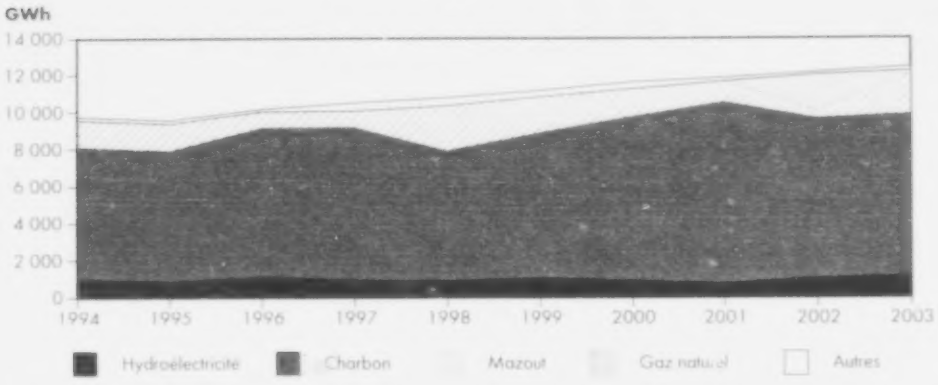
Nouvelle-Écosse – Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (2 321 MW)



* Comprend 332 MW provenant d'unités alimentées à la fois au mazout et au gaz naturel

Source : Statistique Canada

Nouvelle-Écosse – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

Tufts Cove (une à l'arrivée de l'hiver 2003-2004 et l'autre à l'arrivée de l'hiver 2004-2005). Bien que trois des unités déjà en service à Tufts Cove puissent utiliser aussi bien du gaz naturel que du mazout, les prix élevés du premier ont fait en sorte que l'on a surtout consommé du mazout au cours des deux dernières années (figure 3.10.2). En 2004 toujours, une production éolienne de 100 GWh d'un producteur indépendant a été ajoutée (30 MW). D'autres ententes ont été signées pour un volume supplémentaire de 200 GWh par année, qui sera progressivement disponible à partir de 2007.

Les mesures prises en matière de GAD et de RD, comme l'instauration d'une tarification différenciée en fonction de la tolérance aux interruptions de service pour les très grandes entreprises industrielles, ont connu du succès, la croissance de la demande ayant baissé au cours des dernières années. L'objectif de la Nouvelle-Écosse est d'économiser un autre bloc de 67 MW d'énergie grâce à ses efforts de GAD et de RD d'ici 2010. Les économies projetées suite à ces mesures et l'augmentation de la production provenant de l'énergie renouvelable ainsi que de la mise à niveau d'unités éviteront à la NSPI d'avoir à accroître sa production de manière marquée avant 2011 ou 2012.

Transport

En plus de permettre la vente d'un volume d'électricité pouvant atteindre 300 MW au Nouveau-Brunswick et des achats allant jusqu'à 350 MW, les interconnexions entre les provinces (figure 3.10.3) offrent la possibilité de partager les réserves d'exploitation. Cette pratique aide les petits territoires comme le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse en permettant à leurs réseaux de comporter des unités d'envergure plus efficaces que celles qu'ils auraient utilisées individuellement.

Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse participe au Forum des ministres de l'Énergie de l'Atlantique, qui vise à optimiser les avantages de la coopération et de la coordination au sein de la région. De manière plus particulière, le forum recherche des moyens d'optimiser les sources d'énergie renouvelable et de remplacement, tout en faisant en sorte que les coûts demeurent les plus bas possibles.

Consommation

En Nouvelle-Écosse, la consommation d'énergie est répartie presque également entre les secteurs résidentiel, commercial et industriel (figure 3.10.4). Environ 25 % des foyers de la province sont chauffés à l'électricité. La demande du secteur industriel est assujettie, en grande partie, à un

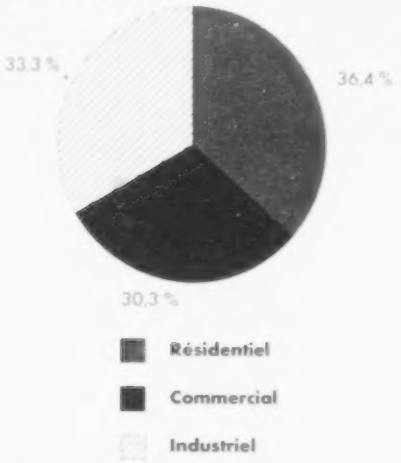
Réseau de transport d'électricité de la Nouvelle-Écosse

Source : NSPI

élément d'interruption (l'équivalent de 400 MW). Afin de réduire la demande de pointe, la NSPI a adopté des tarifs en fonction de l'heure d'utilisation, ce qui encourage le stockage électrothermique, une technologie qui consiste à se servir de l'électricité pour chauffer une masse de stockage comme la céramique durant les heures creuses et à distribuer la chaleur dégagée lorsque les tarifs d'électricité sont élevés. On estime que ce programme a réduit la demande de pointe de la Nouvelle-Écosse de 9,0 MW cet hiver et d'autres économies sont prévues pour l'avenir.

Au cours des dernières années, les tarifs d'électricité sont demeurés stables (figure 3.10.5). Une approbation a été donnée pour une augmentation en 2005 et des rajustements annuels par la suite. La hausse moyenne a été de 5,3 % pour la majorité des abonnés, à l'exception du secteur industriel où elle a été de 10,4 %. Ces augmentations s'expliquent en partie par le passif accumulé de la NSPI au titre des impôts reportés.

Nouvelle-Écosse – Demande d'électricité selon le secteur (11 197 GWh)



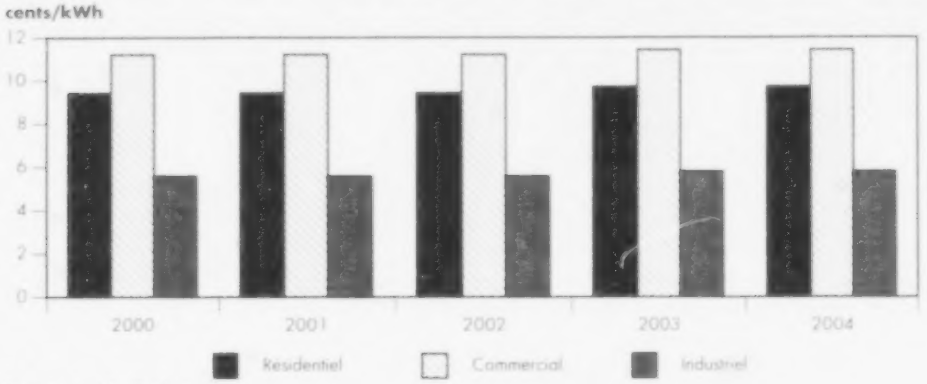
Sources : ONÉ, Statistique Canada

La NSPI a élaboré une tarification différenciée en fonction de la tolérance aux interruptions de service qui permet une telle interruption pour des raisons de sécurité du réseau et une tarification différenciée pour les très grandes entreprises industrielles, autorisant les interruptions à la fois pour des motifs économiques et de sécurité.

Échanges commerciaux

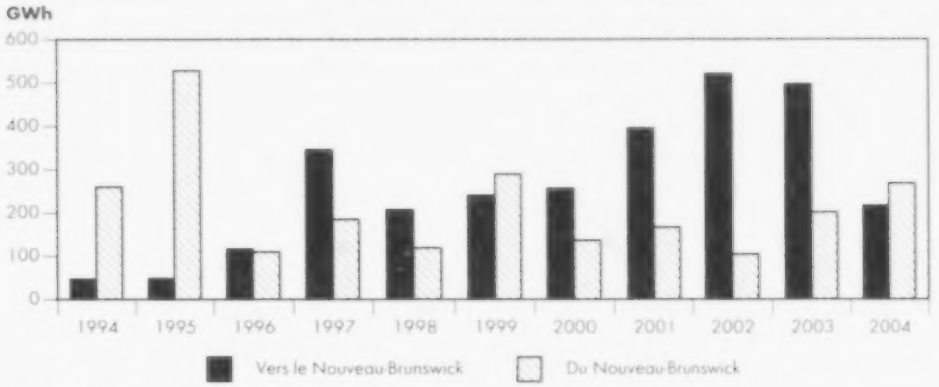
Depuis 2002, les transferts d'électricité de la Nouvelle-Écosse vers le Nouveau-Brunswick ont diminué, tandis que ceux dans l'autre sens ont augmenté (figure 3.10.6). En 2004, la Nouvelle-Écosse a été un acheteur net d'électricité de sa province voisine. Les exportations vers la Nouvelle-Angleterre (en passant par le Nouveau-Brunswick) ont augmenté depuis qu'elles ont commencé en 2002

Nouvelle-Écosse – Prix de l'électricité à Halifax (toutes taxes exclues)



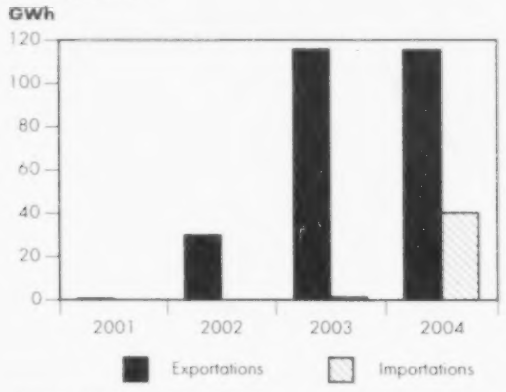
Source : Hydro-Québec

Nouvelle-Écosse – Transferts d'électricité entre provinces



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Nouvelle-Écosse – Échanges internationaux d'électricité



Sources : ONÉ, Statistique Canada

(figure 3.10.7). Comme pour le Nouveau-Brunswick, c'est en hiver que le réseau est le plus sollicité. Par conséquent, il est le plus susceptible d'enregistrer un surplus de capacité et d'énergie en été, quand la demande est la plus forte en Nouvelle-Angleterre.

3.10.3 *Perspectives et enjeux*

Compte tenu des augmentations récentes de capacité, de la mise à niveau de l'équipement des centrales existantes et d'initiatives de gestion axée sur la demande, la production de la NSPI est suffisante à court et moyen terme. La grande charge interruptible de la NSPI, combinée aux ententes de partage de la réserve avec le Nouveau-Brunswick, contribue

davantage à fournir au réseau la capacité de répondre à la demande d'énergie garantie sur le marché de la province.

À court terme (2005-2006), aucun changement important n'est à prévoir en ce qui a trait aux transferts entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick. Par contre, l'arrêt possible de production à la centrale de Point Lepreau à l'occasion d'une remise à neuf pourrait être à l'origine de transferts d'électricité appréciables de la Nouvelle-Écosse vers le Nouveau-Brunswick.

Les possibilités d'échanges commerciaux avec les États-Unis pourraient être plus importantes dans les prochaines années. Dans son document intitulé *Motifs de décision – Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (EH-2-2002)*, l'Office national de l'énergie a approuvé la construction d'une seconde ligne de transport d'électricité entre le Nouveau-Brunswick et le Maine qui pourrait se traduire par une hausse des exportations l'été et faciliter les importations pendant les mois d'hiver.

À court terme, les tarifs d'électricité continueront d'être soumis aux fluctuations des cours du pétrole et du charbon importés. À plus long terme, ils dépendront notamment de la production supplémentaire, laquelle sera principalement constituée d'énergie renouvelable. Si celle-ci est moins dommageable pour l'environnement et même si son coût diminue progressivement, elle demeure néanmoins plus coûteuse que l'énergie produite par les méthodes classiques. Comme c'est le cas dans d'autres provinces, l'ajout de sources d'énergie renouvelable au réseau provincial aura comme effet d'exercer une pression à la hausse sur les tarifs de l'électricité payés par les utilisateurs finals.

Les NPER prévues par la Nouvelle-Écosse comportent une obligation d'inclure 5 % du volume d'électricité de la province de sources d'énergie renouvelable d'ici 2010. Tout en reconnaissant l'existence d'un certain potentiel de production aux gaz d'enfouissement et à un accroissement de la biomasse, l'essentiel de l'énergie renouvelable viendra sans doute des éoliennes. Le réseau pourrait accepter un volume d'électricité de 200 MW de cette forme d'électricité sans qu'il soit nécessaire de construire de nouvelles installations de transport. La Nouvelle-Écosse a lancé un projet pilote de 20 MW portant sur l'énergie marémotrice qu'on croit être en mesure d'exploiter plus à fond. Comme l'énergie éolienne, l'énergie marémotrice est intermittente et peut ne pas répondre aux besoins lorsque ceux-ci surgissent. Toutefois, elle est plus prévisible et donc plus facile à intégrer au réseau électrique. De grands projets d'énergie marémotrice sont envisageables, mais ils ne sont pas sans répercussions possibles sur le plan environnemental.

Outre l'énergie renouvelable, la cogénération semble constituer une option intéressante à long terme. Une étude fondée sur des cours du gaz naturel plus bas que ceux qui prévalent actuellement a fait ressortir un potentiel de production de plusieurs mégawatts d'électricité sous cette forme. On s'intéresse au prolongement du réseau de distribution du gaz naturel à Halifax et la cogénération pourrait alors fournir la charge essentielle dans ce cas.

On pourrait construire un ou plusieurs terminaux méthaniers (gaz naturel liquéfié ou GNL) dans la province, pour une capacité pouvant atteindre un milliard de pieds cubes de gaz par jour. De telles installations offriraient la possibilité d'opter pour la cogénération au gaz naturel. Le facteur déterminant dans la décision reste la disponibilité à long terme, garantie par contrat, de gaz naturel et de clients pour les années à venir. La centrale proposée à Bear Head sur l'Île-du-Cap-Breton, le long du détroit de Canso, a reçu l'aval de la province, mais aucune demande de permis d'importation ou d'autorisation de raccordement au pipeline des Maritimes et de la Nouvelle-Angleterre n'a encore été soumise à l'ONE.

Étant donné que sa production repose principalement sur le charbon, la Nouvelle-Écosse prend des mesures énergiques pour s'attaquer aux problèmes des émissions. Elle visait une réduction

de 25 % de ses émissions de SO_X d'ici mars 2005 et d'une autre tranche de 25 % avant 2010. Le premier objectif peut être atteint en se convertissant au charbon à faible teneur en soufre, mais la seconde tranche nécessitera la réfection des unités plus vétustes. L'unité à lit fluidisé de Point Aconi est dotée de mesures de contrôle des émissions de SO_X. Les épurateurs sont rentables puisqu'ils permettent de faire fonctionner les unités de production à partir du charbon à haute teneur en soufre, moins coûteux, puis d'absorber ainsi une partie des dépenses d'immobilisations découlant de leur installation.

En 2009, les plafonds provinciaux d'émissions de NO_X entreront en vigueur. Pour s'y plier, la NSPI prévoit modifier ses brûleurs. Les émissions de mercure ont été réduites en passant au charbon à faible teneur en soufre et d'autres progrès sont attendus si les épurateurs sont mis à niveau. La production d'électricité compte actuellement pour environ la moitié des émissions de gaz à effet de serre de la province. La NSPI participe donc à l'élaboration de plans visant à permettre d'atteindre les objectifs fixés en vertu du *Protocole de Kyoto*. À court terme, la priorité est accordée à des options plus limitées et moins risquées pour l'augmentation de la production.

3.10.4 *Résumé*

La production d'électricité en Nouvelle-Écosse repose principalement sur la combustion de charbon, mais la province envisage d'adopter une NPER d'application obligatoire afin d'accélérer la mise en valeur de sources d'énergie renouvelable, comme les éoliennes. La NSPI compte sur la production renouvelable et des mesures de gestion axée sur la demande pour répondre à la demande découlant de la croissance future de la charge, mais si ses objectifs ne peuvent être atteints, elle pourrait devoir se tourner vers de nouvelles installations de production. Les abonnés font face à une hausse marquée de leurs tarifs cette année, pour des raisons principalement d'ordre fiscal. À l'avenir, les prix pourraient être soumis aux cours élevés et volatils des combustibles si la province devait se tourner en grande partie vers le mazout ou le gaz naturel pour ajouter à sa production.

3.11 Terre-Neuve-et-Labrador

La province de Terre-Neuve-et-Labrador comprend deux grandes régions géographiques possédant chacune leur propre réseau électrique. Le Labrador, sur la partie continentale, est doté d'un réseau qui repose presque entièrement sur l'hydroélectricité, tandis que l'île de Terre-Neuve (l'île) produit son électricité à partir d'un mélange d'hydroélectricité et de centrales thermiques alimentées au mazout. Le gouvernement de la province étudie la possibilité de mettre en valeur le projet hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador afin d'augmenter les revenus tirés de la vente d'électricité à l'extérieur de la province.

3.11.1 *Structure du marché*

Les marchés de l'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador sont desservis par deux entreprises de service public relevant d'une commission des entreprises de service public (CESP). Newfoundland and Labrador Hydro (HYDRO), une société d'État, détient et exploite la majorité des installations de production et de transport à haute tension de la province. HYDRO distribue également de l'électricité à quelques collectivités rurales sur l'île, ainsi qu'à l'ensemble des clients résidentiels, commerciaux et industriels du Labrador. Newfoundland Power appartient à Fortis Inc. et dessert environ 90 % des abonnés de l'île. Elle achète plus de 90 % de son électricité à HYDRO et produit le reste dans ses propres centrales.

Le ministère de l'Énergie s'affaire actuellement à élaborer une politique énergétique globale qui sera remise au gouvernement vers la fin de 2005. Un dossier d'information sera rendu public, après quoi les consultations commenceront. Cet examen portera sur l'industrie de l'électricité, ainsi que sur l'élargissement du rôle d'HYDRO dans le contexte d'autres sources d'énergie comme le mazout et le gaz naturel.

3.11.2 *Faits nouveaux sur le marché*

Production

Une tranche de 94 % de l'électricité produite par la province dérive des ressources hydrauliques (figures 3.11.1 et 3.11.2). La plus grande partie provient du complexe de 5 400 MW de Churchill Falls, dont la quasi-totalité est vendue au Québec en vertu d'un contrat à long terme. Sur l'île, l'énergie hydroélectrique représente environ les deux tiers de la production. Le dernier tiers est le fruit de l'énergie thermique, presque totalement alimentée au mazout lourd, de la centrale d'HYDRO à Holyrood.

La mise en production récente de la centrale hydroélectrique de 40 MW de Granite Canal, de celle de cogénération de 15 MW de la Corner Brook Pulp and Paper (qui brûle du mazout lourd et de l'écorce de bois) et des installations hydroélectriques de 32 MW de l'usine de pâtes et papiers d'Abitibi Consolidated à Grand Falls, a permis de répondre à la demande accrue sur l'île. Le coût de la production sur l'île dépend grandement de la consommation et du cours du mazout utilisé à la centrale thermique de Holyrood. Afin de réduire au minimum les variations des tarifs de l'électricité, un fonds de stabilisation a été créé en 1986. Ces dernières années, le cours du pétrole a régulièrement excédé les prévisions utilisées pour établir les tarifs, avec comme résultat que le fonds a accumulé un énorme déficit. Des changements ont été apportés dans le but de rendre le régime plus réactif et un plan a été établi pour éponger le déficit par le biais de la

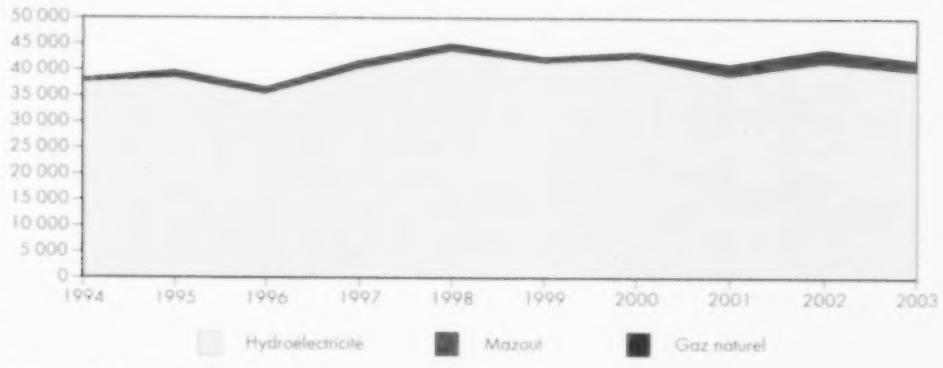
FIGURE 3.11.1

Terre-Neuve-et-Labrador Capacité de production selon le type de combustible en 2003 (7 462 MW)

Source : Statistique Canada

FIGURE 3.11.2

Terre-Neuve-et-Labrador – Production selon le type de combustible



Source : Statistique Canada

Réseau de transport d'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador

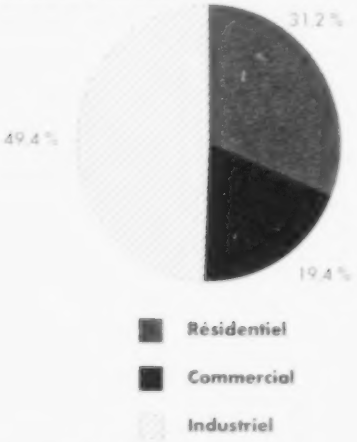
Source : Newfoundland and Labrador Hydro

tarification aux abonnés d'ici 2008. Dans le passé, la province a eu recours au processus des demandes de propositions pour augmenter sa production. À l'heure actuelle, on prévoit que le réseau de l'île devra recourir à de nouvelles installations pour répondre à la croissance de la demande jusque vers 2010.

Transport

Le réseau de l'île raccorde la majorité des agglomérations, ce que fait le complexe hydroélectrique de Churchill Falls pour le Labrador qui, en plus, est raccordé au Québec (figure 3.11.3). Toute augmentation d'importance du transport passe inévitablement par de nouveaux aménagements à Churchill Falls. Quelques collectivités isolées au Labrador et sur l'île sont approvisionnées au moyen de génératrices fonctionnant au diesel.

Terre-Neuve-et-Labrador Demande d'électricité selon le secteur (10 987 GWh)



Sources : ONE, Statistique Canada

Consommation

La demande d'électricité dans la province a augmenté de moins de 1 % au cours des dernières années et cet accroissement est principalement attribuable aux secteurs résidentiel et commercial qui, ensemble, comptent pour près de la moitié de la demande (figure 3.11.4). Le chauffage au moyen de plinthes électriques représente un élément majeur de la consommation résidentielle, ces plinthes étant présentes dans environ 60 % des habitations existantes et dans plus de 80 % des nouvelles constructions. On ne prévoit pas de fortes augmentations de la demande (plus de 10 MW) dans le secteur industriel avant 2012, lorsqu'on envisage de construire sur l'île une usine de transformation du minerai de la mine de nickel de Voisey Bay. Ce projet ajoutera environ 50 MW à la consommation industrielle.

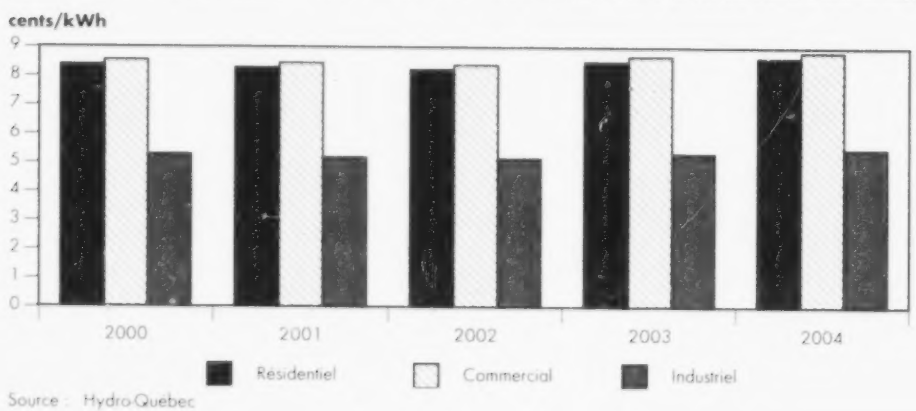
Les tarifs exigés varient selon les catégories d'abonnés (p. ex., secteur résidentiel ou industriel ou encore service général) pour chaque réseau électrique. Les consommateurs raccordés au réseau du Labrador paient de bas tarifs du fait de l'électricité peu coûteuse produite à la centrale de Churchill Falls. Les tarifs d'électricité varient selon le lieu, mais on procède actuellement à leur harmonisation. Quant aux abonnés qui sont alimentés par le réseau de l'île, leurs tarifs sont rattachés au coût de la production sur l'île (figure 3.11.5). Enfin, quelques abonnés isolés ne sont raccordés à aucun réseau, ni sur l'île ni au Labrador. On leur garantit un tarif pour un certain volume d'électricité, en l'occurrence le tarif que paient les abonnés raccordés au réseau de l'île, après quoi un tarif plus élevé, bien que subventionné, est exigé sur le reste de leur consommation. Actuellement, les subventions coûtent environ 40 millions de dollars par année.

Les tarifs au Labrador figurent parmi les plus bas au Canada. Les prix pour l'électricité sur l'île sont légèrement moins élevés que dans le reste du Canada Atlantique, mais néanmoins plus élevés que ceux des autres provinces riches en ressources hydrauliques, comme le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique. Les tarifs de gros et au détail pour le réseau de l'île ont augmenté entre 2002 et 2004, poussés par le cours élevé du pétrole, l'élimination du déficit du fonds de stabilisation des tarifs et l'ajout de nouvelles installations de production dans le réseau (figure 3.11.5).

HYDRO a mis en place un programme de GAD afin d'inciter ses clients isolés et non raccordés au réseau à économiser l'énergie, ce qui réduit les coûts globaux d'électricité pour cette catégorie de clients. En outre, elle a lancé en 2003 le programme Hydrowise, un projet éducatif visant à sensibiliser la population aux économies d'énergie et à aider les utilisateurs d'électricité à gérer leur consommation. Newfoundland Power a aussi mis en œuvre un important projet d'économie d'énergie appelé Bright Ideas. Il s'adresse à l'ensemble des abonnés, mais en particulier au secteur résidentiel. Il comprend notamment des volets d'information, de financement et de remises.

Afin d'arriver à une plus grande efficacité du réseau et à mettre en place une tarification qui tienne compte des coûts, le tarif exigé pour l'énergie vendue à Newfoundland Power par HYDRO prévoit désormais une prime de puissance liée aux conditions météorologiques, en plus du coût de l'énergie[28].

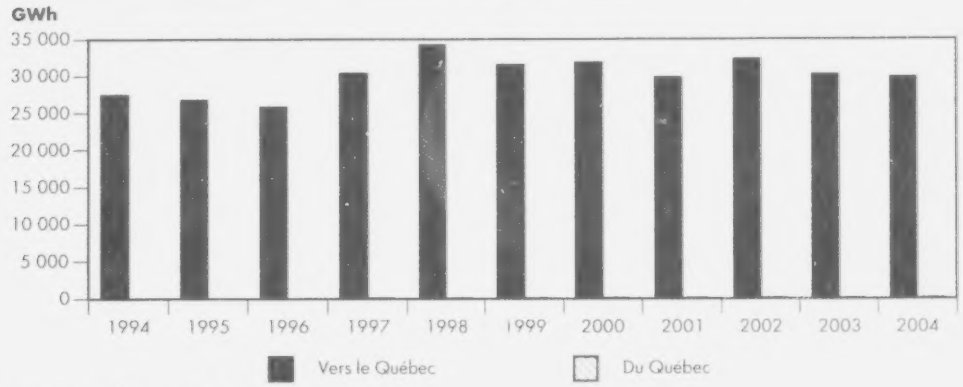
Terre-Neuve-et-Labrador – Prix de l'électricité à St. John's (toutes taxes exclues)



Source : Hydro-Québec

28 Quand on ajoute une prime de puissance, la facture de l'abonné est liée, en partie, à la consommation de pointe. Puisque les immobilisations (centrales, lignes de transport et lignes de distribution, etc.) ont été construites dans le but de répondre à la demande, une prime de puissance aide à faire en sorte que ces coûts sont recouvrés. La demande peut varier en fonction des actions des abonnés, mais aussi en fonction d'autres facteurs comme les conditions météorologiques. Une prime de puissance liée à de telles conditions élimine les répercussions de la météo, de sorte que les clients ne sont pas pénalisés par temps extrêmes.

Terre-Neuve-et-Labrador – Transferts d'électricité entre provinces



Sources : ONÉ, Statistique Canada

Le nouveau tarif n'entraîne pas de coût, puisque le volume total payé à HYDRO par Newfoundland Power en 2005 ne change pas.

Échanges commerciaux

La province continue de vendre au Québec l'énergie produite à la centrale de Churchill Falls au titre d'un contrat de longue durée qui prend fin en 2041 (figure 3.11.6). Les ventes d'énergie provenant de cette centrale, d'une capacité de 5 400 MW, ne sont limitées que par la quantité d'eau disponible, c'est-à-dire qu'elles varient d'année en année selon le niveau des précipitations. Un petit volume d'électricité est acheté à Hydro-Québec pour aider à alimenter les collectivités qui se trouvent sur la côte nord des détroits du Labrador[29].

L'entente sur l'énergie de Churchill Falls prévoit que Terre-Neuve-et-Labrador a le droit de récupérer un volume pouvant atteindre 300 MW et l'énergie qui en découle à ses propres fins. La province s'est prévalue de ce droit. Environ 200 MW de ce volume sert à alimenter les collectivités du Labrador. Le reste, soit 100 MW, est vendu au Québec à un prix de 3,6 cents le kWh[30].

3.11.3 *Perspectives et enjeux*

Le Labrador a une capacité excédentaire considérable et n'aura pas besoin de nouvelles installations pour suffire à la demande intérieure dans un avenir prochain. Cependant, il existe une occasion d'ajouter à la production actuelle pour vendre cette énergie à l'extérieur de la province. L'île jouit également d'une production suffisante à court terme, mais aura des décisions à prendre en ce qui concerne le long terme. Parmi les options les plus probables, on retrouve les petites centrales hydroélectriques, les éoliennes et l'énergie thermique. Cependant, il n'existe actuellement aucun accès à un approvisionnement en gaz naturel (malgré la présence de ressources extracôtières considérables qu'il faut encore mettre en valeur), de sorte que la production thermique se limite pour le moment à l'utilisation de mazout lourd ou à des systèmes à cycle combiné alimentés au mazout léger. À mesure que les forces à l'échelle de la planète continuent d'exercer une pression à la hausse sur le cours du pétrole, le coût de la production d'électricité sur l'île à partir du mazout ne cessera d'augmenter.

29 Le volume d'électricité en question se situe entre 10 et 16 GWh par année, un volume trop faible pour figurer dans le graphique.

30 L'entente conclue en 2004 avec Hydro-Québec prévoit une majoration annuelle de 2 % du tarif.

Bien que le potentiel pour de grands projets hydroélectriques sur l'île soit limité par la sensibilité de l'environnement, il reste néanmoins possible d'effectuer un raccordement avec le Labrador et d'ainsi profiter du potentiel hydraulique qu'on y trouve.

Le projet d'aménagement du cours inférieur du fleuve Churchill comprend la construction de centrales hydroélectriques et des installations de transport qui s'y rattachent. Comme le projet est de grande envergure et très coûteux, le gouvernement provincial a adopté une démarche progressive, dont la première étape a consisté en une demande d'expression d'intérêt. L'une des réponses est venue d'une proposition conjointe formulée par Hydro-Québec, le gouvernement de l'Ontario et SNC-Lavalin. Les prochaines étapes seront sans doute des études de faisabilité, suivies d'un protocole d'entente et, enfin, d'une entente commerciale. Les marchés où il serait possible de vendre l'énergie produite sur le cours inférieur du fleuve Churchill seraient le Québec, l'Ontario, les Maritimes, la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York. Selon les marchés visés, diverses solutions devront être évaluées en ce qui a trait au transport.

Pour des raisons environnementales ainsi que pour diversifier l'approvisionnement, on envisage aussi l'énergie éolienne. Un projet de démonstration est en cours à Ramea, un îlot au sud-ouest de l'île. Les études de faisabilité effectuées ont fait ressortir la présence de nombreux emplacements éventuels à partir desquels il serait possible de produire de l'énergie sur l'île. Cependant, selon la disponibilité de la puissance totale, la question de la stabilité du réseau pourrait poser problème. Des travaux ont déjà été entrepris dans le but d'évaluer les limites du réseau et d'élaborer une stratégie convenable dans l'optique de la mise en valeur de l'énergie éolienne.

Il existe également un énorme potentiel pour la construction de petites centrales hydroélectriques sur l'île de Terre-Neuve, mais le nombre de sites pouvant être mis en valeur reste réduit en raison de considérations environnementales. Le moratoire actuel sur la construction de ces petites centrales, mis en place pour protéger l'habitat du saumon, sera réexaminé dans le cadre du vaste programme énergétique qui est engagé. Au fil des découvertes de gaz naturel, dans le cadre du projet Hibernia et d'autres champs extracôtiers, ce gaz pourra être utilisé pour la production d'électricité. Pour le moment, toutefois, les conditions économiques ne sont pas favorables.

Les mesures visant à réduire les gaz à effet de serre offrent une possibilité d'exploiter le potentiel du cours inférieur du fleuve Churchill. Cependant, cela pose des défis puisque les premières indications révèlent que les politiques visant à réduire les émissions de CO_2 pourraient favoriser le remplacement des unités thermiques vieillissantes par de nouvelles installations plus efficaces. Les trois unités thermiques à Holyrood prennent de l'âge. Cependant, comme elles ne sont utilisées que sporadiquement, elles ont encore de nombreuses années de service devant elles. Il serait coûteux de les remplacer par des unités à cycle combiné alimentées au mazout.

3.11.4 Résumé

La géographie pose des défis de taille pour Terre-Neuve-et-Labrador puisque ses immenses ressources hydrauliques se trouvent au Labrador, dans des endroits éloignés des marchés intérieurs et d'exportation. Quoi qu'il en soit, la province entend poursuivre la mise en valeur de sa capacité hydroélectrique. Le raccordement des installations de production aux centres de consommation du reste du Canada et des États-Unis pourrait s'avérer difficile. Actuellement, l'île compte sur le mazout importé à prix fort pour une partie appréciable de sa production. La disponibilité de gaz naturel dans l'avenir ou de revenus provenant de l'exportation d'énergie produite à partir des aménagements du cours inférieur du fleuve Churchill pourrait atténuer les répercussions des cours du pétrole à l'égard des tarifs exigés sur l'île, si l'on parvient à surmonter certains obstacles.

Conclusions et recommandations

Au Canada, les marchés de l'électricité se sont développés sur une base provinciale ou régionale. Bien que l'organisation des marchés et le degré de restructuration varient, les gouvernements et les services publics d'électricité, d'un bout à l'autre du pays, tentent de concilier trois objectifs à long terme afin de répondre aux besoins de leur clientèle : offre adéquate et fiable, environnement durable et prix acceptables. La présente ÉME, qui tient compte de la diversité des stratégies et de la particularité des initiatives mises en oeuvre à cet effet, relève un certain nombre d'enjeux et de défis. L'examen de l'Office mène aux conclusions suivantes :

Pour la période 2005-2006, l'offre est adéquate dans toutes les régions, mais on pourrait assister à un resserrement dès 2007

Au cours de la période couverte par la présente ÉME, l'offre suffira à répondre à la demande intérieure dans toutes les régions du Canada. Les perspectives sont toutefois incertaines en ce qui concerne les niveaux de précipitation dans les régions qui produisent de l'hydroélectricité, la sévérité des conditions atmosphériques ainsi que les arrêts imprévus de centrales. Toutefois, à mesure que la demande poursuit sa croissance, les mesures de gestion de la production et de la consommation risquent de ne pas être suffisantes pour assurer l'adéquation de l'offre dans certaines régions. Étant donné les délais considérables que peuvent exiger la mise en valeur de nouveaux approvisionnements (p. ex., des périodes de construction de deux à dix ans), et la mise en œuvre de mesures de gestion axée sur la demande, il faudra agir bientôt pour assurer la suffisance des ressources dans l'avenir.

Afin de prendre en compte le resserrement de l'offre qui se dessine à court terme, plusieurs régions ont choisi de produire de l'électricité avec du gaz naturel plutôt que d'implanter de grands projets hydroélectriques, des centrales nucléaires ou des centrales au charbon. Toutefois, la hausse et la volatilité des prix du gaz naturel font en sorte qu'elles réexaminent leurs stratégies de mise en valeur de la production au gaz naturel.

Les solutions à long terme devront vraisemblablement compter sur une diversification des options, en fonction des ressources énergétiques des régions, de l'accroissement des échanges interrégionaux, des énergies renouvelables et des initiatives de gestion axée sur la demande. Outre les centrales au gaz naturel, d'autres options sont la remise à neuf et la construction de centrales nucléaires, ainsi que la mise en valeur du charbon épuré. Il pourrait se révéler nécessaire que les gouvernements et le secteur privé s'associent pour faciliter les percées technologiques qui rendront ces options réalisables sur le plan commercial et acceptables pour la population.

Les énergies renouvelables et de remplacement ainsi que la gestion axée sur la demande seront appelées à jouer un rôle plus important pour résoudre les enjeux liés à la qualité de l'air et à l'adéquation de la demande

En raison des préoccupations suscitées dans toutes les régions par les questions de qualité de l'air et d'émissions de gaz à effet de serre, l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de

remplacement, surtout le vent, prend une importance croissante. Parmi les facteurs contributifs, on note l'établissement de normes régionales relatives au portefeuille d'énergie renouvelable, des incitatifs de production tels que le programme EPÉÉ, la prise d'effet du *Protocole de Kyoto* et le désir de la population concernant la qualité de l'air. En plus de produire des avantages directs pour l'environnement, l'énergie verte pourrait contribuer à la création d'industries manufacturières et de services.

À l'heure actuelle, la plupart des sources d'énergie renouvelable et de remplacement sont plus coûteuses que les sources d'électricité thermique; cependant, une telle comparaison ne tient pas compte des effets environnementaux externes (p. ex., ceux qui sont liés à la production thermique), lesquels ne sont pas entièrement reflétés dans les prix de l'énergie. Qui plus est, le coût de nombreuses énergies renouvelables et de remplacement continue de baisser par suite d'innovations technologiques.

La population et l'industrie de l'électricité estiment de plus en plus que la gestion axée sur la demande fait partie des solutions qui contribueront à résoudre les enjeux liés à l'adéquation de l'offre. Nombre d'entités ont pris, ou sont en voie de prendre, des initiatives de gestion axée sur la demande qui auront pour effet de réduire ou du moins de reporter la nécessité de construire de nouvelles installations. L'absence de signaux de prix clairs, qui favoriseraient les économies d'énergie, compte parmi les entraves au succès des programmes de gestion axée sur la demande. Notons à titre d'exemple que les prix de l'électricité sont souvent établis en fonction des coûts d'origine, eux-mêmes fondés sur les investissements dans les « actifs patrimoniaux », notamment les grands projets hydroélectriques et autres installations dont les coûts d'implantation ont été recouvrés. Le coût fondé sur les actifs patrimoniaux est donc inférieur à celui des nouvelles sources d'approvisionnement nécessaires pour répondre à la demande croissante. De plus, il n'y a souvent aucune différence entre les prix de l'électricité consommée en période de pointe et ceux de l'électricité consommée au cours des périodes creuses, même s'il y a un écart important au niveau du coût de production.

L'incertitude pourrait retarder les investissements opportuns et l'aménagement de nouvelles infrastructures

L'incertitude qui règne dans plusieurs provinces au sujet de la structure changeante des marchés, du manque de règles de tarification précises, du prix des combustibles et de l'incidence des initiatives environnementales pourrait avoir des effets à long terme sur l'adéquation de l'offre. D'autre part, la résistance générale des parties susceptibles d'être touchées par l'aménagement de nouvelles installations, ou l'effet de ce qu'on appelle communément « pas dans ma cour » (PDMC), est souvent la raison invoquée pour expliquer les retards dans l'obtention des permis de construction. Du point de vue de l'aménagement des infrastructures, cette incertitude contribue à rehausser le risque, à entraîner des retards et à accroître le coût des investissements dans les nouvelles technologies et infrastructures.

Toutes les régions sont aux prises avec des facteurs qui exerceront des pressions à la hausse sur les prix de l'électricité

Les consommateurs canadiens continueront de subir les effets des pressions à la hausse sur les prix de l'électricité. Les prix des combustibles, l'aménagement d'installations de production plus coûteuses et les coûts liés à l'amélioration des réseaux de transport et de distribution sont au nombre des facteurs qui influent sur les prix. Les prix des combustibles fossiles, déterminés par le marché, ont augmenté sous l'influence de facteurs à l'échelle mondiale. Dans la mesure où le gaz, le charbon et les sous-produits du pétrole servent de matière première pour la production d'électricité, il est certain que la hausse des prix des combustibles se répercutera sur les tarifs d'électricité et qu'il sera difficile de maintenir ces derniers proches des prix de l'électricité produite par les actifs patrimoniaux.

Plusieurs provinces, pour assurer l'adéquation des infrastructures de transport régionales, planifient le maintien et l'expansion des réseaux de transport. La panne du 14 août 2003 a fait de la fiabilité du réseau une question prioritaire pour l'industrie. Selon le moment qui sera choisi pour effectuer un investissement, les coûts seront passés aux abonnés sous forme de tarifs plus élevés.

L'électricité étant généralement perçue comme un service essentiel, la motivation politique est d'en réglementer le prix pour le rendre acceptable aux yeux des consommateurs. Il est possible que des prix réglementés ne suscitent pas une réponse appropriée de la part de ceux qui investissent dans les installations de production, et des consommateurs, pour équilibrer l'offre et la demande. Le besoin de veiller à l'adéquation de la demande et à la durabilité de l'environnement influe sur les décisions à l'égard de ce qui représente un prix acceptable ou raisonnable. En informant les consommateurs au sujet de ces objectifs, et en leur communiquant les choix qui en découlent, on pourrait les aider à comprendre les raisons à l'origine des hausses de prix.

L'Ontario est un bon exemple d'une province qui cherche à concilier l'adéquation de l'offre, la durabilité de l'environnement et les prix raisonnables. Elle a mis en place une série de mesures visant à éliminer 7 500 MW d'électricité produite au moyen de charbon d'ici la fin de 2007 (y compris la centrale de Lakeview, qui a cessé ses activités le 30 avril 2005). Cette initiative pourrait donner lieu à des hausses de prix dans certaines régions et, à l'échelle de la province, soulever des inquiétudes au sujet de l'approvisionnement. L'Ontario a toutefois précisé qu'elle donnera suite à cette élimination progressive seulement s'il n'y a aucune répercussion sur la fiabilité de l'approvisionnement dans la province.

Les Canadiens continuent de bénéficier des exportations et importations; il y aurait lieu d'étudier plus à fond les possibilités de transferts d'électricité interprovinciaux

Dans des conditions normales d'exploitation, l'interconnexion des réseaux de transport régionaux favorise les échanges et contribue à assurer la fiabilité des réseaux interconnectés. Les interconnexions sont plus nombreuses dans l'axe nord-sud, entre les provinces et les États américains limitrophes. Elles ont permis aux provinces productrices d'hydroélectricité d'obtenir des revenus d'exportation en périodes de capacité excédentaire et d'acheter de l'électricité durant les périodes creuses ou lorsque la production intérieure ne suffit pas à répondre à la demande. L'examen de l'Office laisse entrevoir que les échanges nord-sud continueront de produire des résultats avantageux.

Quoique d'importants transferts d'électricité interprovinciaux surviennent dans certaines régions, traditionnellement, les provinces ont eu tendance à alimenter leurs propres marchés, ce qui a contribué à limiter l'ampleur des transferts interprovinciaux; le transfert important entre le Labrador et le Québec (en vertu d'un contrat à long terme) est la principale exception.

L'idée d'établir des interconnexions est-ouest, ou un « réseau électrique est-ouest », au Canada, a été avancée à quelques reprises dans le passé, mais, en règle générale, elle n'a pas été considérée comme une option économiquement attrayante. De récentes initiatives régionales telles que l'*Initiative de transfert d'énergie propre* (ITÉP) adoptée par le Manitoba et l'Ontario, la perspective de la mise en valeur du cours inférieur du fleuve Churchill (du Labrador à l'Ontario en passant par le Québec) et la possibilité d'ajouter des interconnexions entre l'Alberta et la C.-B. donnent à penser que des occasions précises pourraient maintenant se présenter. Certains facteurs militent en faveur de ces possibilités, dont le potentiel de hausse des tarifs d'électricité, les objectifs de réduction des émissions produites par les centrales (y compris celles des gaz à effet de serre) et les progrès technologiques dans le domaine du transport sur de longues distances.

Recommandations

En tirant ses conclusions, l'Office a cerné cinq aspects au sujet desquels il peut formuler des recommandations. L'Office serait heureux de fournir d'autres avis en vue de renseigner davantage les responsables des politiques selon l'intérêt qui sera manifesté.

1) Comme l'adéquation de l'offre et le besoin en investissements majeurs sont sources de préoccupations, il est nécessaire que l'État et les organismes de réglementation établissent des règles claires et des conditions prévisibles qui favorisent les investissements permettant d'atteindre les objectifs d'offre adéquate, d'environnement durable et de prix acceptables.

2) Bien que le potentiel de gestion axée sur la demande soit considérable, les tarifs d'électricité payés par la plupart des consommateurs canadiens sont inférieurs au coût différentiel de l'approvisionnement, ce qui n'incite pas à consommer de manière plus efficace. Certaines provinces, l'Ontario par exemple, adoptent progressivement la tarification horaire et d'autres stratégies d'encouragement à la consommation plus efficace. L'État, les organismes de réglementation et les fournisseurs d'électricité devraient promouvoir le recours à des signaux de prix sans équivoque afin d'encourager la consommation efficace d'électricité.

3) L'État, l'industrie et les consommateurs reconnaissent les avantages de la production non polluante d'électricité. Les responsables des orientations politiques devraient continuer d'appuyer la diversification des installations de production, surtout en ce qui concerne les options de production propre. Citons, à titre d'exemple, les immenses ressources houillères du Canada : il serait peut-être justifié de poursuivre les recherches dans les technologies de transformation du charbon épuré et d'appuyer leur développement.

4) L'État devrait consolider les partenariats noués avec l'industrie et les autres parties prenantes pour la mise en valeur des sources d'énergie renouvelable et de remplacement. Les ressources devraient être essentiellement consacrées à la sensibilisation du public, aux programmes incitatifs tels Encouragement à la production d'énergie éolienne, ainsi qu'au soutien financier de la recherche et du développement dans les technologies prometteuses.

5) Il faut envisager l'extension du réseau de transport dans l'axe est-ouest, afin de tirer parti de nouveaux débouchés pour les ressources qui seront mises en valeur et des solutions de rechange en matière de production pour la desserte des marchés cibles. Les politiques ou mesures incitatives à l'appui d'un réseau est-ouest devraient tenir compte d'une perspective multiterritoriale en matière de compétence.

Accès au marché de détail	Possibilité pour les fournisseurs de vendre de l'énergie, notamment électrique, directement aux consommateurs dans un marché concurrentiel. Synonyme d'accès direct.
Accès au marché de gros	Possibilité pour un distributeur d'acheter de l'électricité en gros à une variété de producteurs afin de la revendre au détail.
Actifs patrimoniaux ou électricité patrimoniale	Quantité d'énergie et capacité établies pour les actifs de production existants à la suite de décisions prises dans le cadre d'un précédent mode de fonctionnement des marchés. Cette électricité est généralement vendue sur le marché à un prix reflétant les coûts historiques.
Adéquation de l'offre	Un des deux aspects fonctionnels de base servant à déterminer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité, soit leur aptitude à répondre en tout temps à la demande électrique globale et aux besoins énergétiques des clients, compte tenu des interruptions programmées et des pannes non programmées raisonnablement prévisibles des divers éléments constituant les réseaux. Le second aspect de base est la fiabilité d'exploitation (NERC).
Arbitrage	Achat et vente simultanés d'un produit sur deux marchés distincts dans l'espoir de réaliser un profit en raison des écarts de prix.
Biomasse	Matière organique (p. ex., bois, chaume, déchets solides de municipalités, résidus ligneux broyés ou lessive de cuisson des usines de pâte à papier) traitée en vue de la production d'électricité.
Capacité	Quantité maximale de puissance qu'un appareil peut produire, utiliser ou transférer, habituellement exprimée en mégawatts.
Charge de pointe	Charge maximale consommée ou produite par une unité ou un groupe d'unités durant une période donnée.
Compteur intelligent	Compteur qui, en plus d'enregistrer la consommation d'énergie, tient aussi compte du moment de son utilisation.

Congestion	Condition associée à un réseau de transport ne pouvant exécuter toutes les opérations normales en raison, par exemple, de contraintes découlant du manque de capacité ou de questions de fiabilité.
Convergence	Maximisation de la valeur des activités de marketing, des échanges commerciaux et des possibilités d'arbitrage grâce à l'optimisation de la capacité de conversion énergétique. La convergence met souvent en présence l'électricité et le gaz naturel.
Coproducteur	Installation qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile, comme de la chaleur ou de la vapeur.
Courant alternatif (CA)	Courant électrique périodique bidirectionnel dont l'intensité moyenne est nulle. La quasi-totalité des services publics d'électricité produisent de l'électricité sous forme de courant alternatif parce qu'il est facile de varier ses valeurs d'intensité.
Courant continu (CC)	Courant unidirectionnel constant ou sensiblement constant.
Courant continu à haute tension (CCHT)	Courant employé pour améliorer le transport d'électricité sur de longues distances. Les pertes de courant continu à haute tension sont beaucoup moins considérables sur de longues distances que les pertes de courant alternatif. Avec le courant continu, une tension plus élevée permet de transporter davantage d'énergie tout en réduisant les pertes.
Coût du service	Processus au titre duquel l'organisme de réglementation définit les tarifs de façon que ceux-ci permettent le recouvrement des frais d'exploitation et puissent éventuellement procurer un rendement raisonnable des investissements consacrés à l'entreprise. Synonyme de réglementation en fonction du taux de rendement.
Coût marginal	Coût de la dernière unité d'énergie produite.
Coûts d'opération	Coûts, en argent et en temps, liés au processus de recherche acheteurs-vendeurs, à la négociation et aux activités visant la bonne exécution d'un contrat.
Dégroupement (voir Restructuration)	Séparation des fonctions verticalement intégrées des services publics en services distincts : production, transport, distribution et énergie.
Distribution	Transfert de l'électricité au consommateur à partir du réseau de transport.

Énergie renouvelable	Sources d'énergie en mesure de se renouveler dans le contexte des écosystèmes naturels (p. ex., vent, biomasse, soleil et projets hydroélectriques de faible ampleur).
Énergie verte	Énergie électrique dont la production est considérée comme écologiquement moins nuisible que la plupart des formes de production traditionnelles; elle est généralement produite en conformité avec des normes gouvernementales ou réglementaires, à partir de sources telles que l'énergie éolienne ou hydroélectrique, les gaz d'enfouissement et l'énergie solaire.
Entreprise privée de production (EPP)	Entreprise de service d'électricité du secteur privé dont les actions sont émises dans le public. Ses tarifs sont réglementés et le rendement autorisé est défini d'avance.
Exploitant indépendant de réseau (EIR)	Entité indépendante des autres participants au marché de l'électricité (producteurs, transporteurs et négociants) qui assure un accès non discriminatoire au réseau de transport. L'EIR est responsable de la surveillance et de la régulation du réseau de transport en temps réel.
Facteur de capacité	Rapport entre l'électricité brute produite pendant la période visée et celle qui aurait pu être produite si les installations avaient fonctionné continuellement à plein rendement pendant cette même période.
Fiabilité (électrique)	Niveau de rendement des divers éléments du réseau de production-transport d'électricité fournissant l'électricité aux clients selon les normes convenues et dans les quantités désirées. On peut évaluer la fiabilité d'un réseau en observant deux aspects fonctionnels de base de celui-ci : son adéquation et sa fiabilité d'exploitation.
Fixation du prix en fonction du coût moyen	Mécanisme de fixation du prix fondé sur le coût moyen total dans l'ensemble du réseau pour l'acheminement d'une unité d'électricité (par mégawattheure sur le marché de gros et par kilowattheure sur le marché du détail) au cours d'une période précise.
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz (p. ex., le dioxyde de carbone, le méthane ou l'oxyde nitreux) qui contribuent à l'effet de serre de la planète, c'est-à-dire à l'échauffement des couches inférieures de l'atmosphère.
Gestion axée sur la demande (GAD)	Mesures prises par un service public qui se traduisent par un changement et (ou) une réduction de la demande d'électricité. Elles peuvent éliminer ou retarder les nouveaux investissements de capitaux à l'égard de la production ou de l'infrastructure d'approvisionnement et améliorer l'efficience globale du réseau.

Interfinancement	Pratique selon laquelle des prix plus élevés sont exigés d'un groupe de consommateurs en vue de procurer des prix moindres à un autre groupe.
Libre-accès	Accès non discriminatoire aux lignes de transport d'électricité.
Marché au comptant	Marché dans lequel l'achat et la vente ainsi que la livraison de marchandises réelles ou d'instruments financiers ont lieu sur-le-champ. S'oppose au marché à terme, dans lequel les contrats sont exécutés à une date ultérieure prédéterminée.
Marge de réserve	Capacité disponible inutilisée d'un réseau d'énergie électrique à charge de pointe, exprimée en tant que pourcentage de la capacité totale.
Mid-Continent Area Power (MAPP)	Voir Midwest Reliability Organization.
Midwest Reliability Organization (MRO)	La MRO est une des organisations de fiabilité régionales faisant partie du North American Electric Reliability Council (NERC). Elle comprend le Manitoba et la Saskatchewan, de même que le Montana, le Minnesota, le Dakota du Nord, le Dakota du Sud, le Wisconsin, l'Iowa, le Nebraska et l'Illinois, en tout ou en partie. Le 1er janvier 2005, la MRO a remplacé le Mid-Continent Area Power Pool (MAPP) à titre de conseil de fiabilité régional du NERC.
Monopole naturel	Industrie caractérisée par des économies d'échelle suffisamment importantes afin qu'une entreprise puisse assurer de façon fort efficiente toute l'offre nécessaire pour répondre à la demande du marché.
Norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable (NPER)	Norme prévoyant que l'énergie renouvelable constitue une certaine proportion de la consommation ou de la production énergétique totale.
North American Electric Reliability Council (NERC)	Conseil constitué en 1968, à la suite de la grande panne de 1965 qui avait touché l'Ontario et le Nord-Est des États-Unis. Il s'agit d'une organisation de l'industrie dont la mission déclarée est de « faire en sorte que le réseau nord-américain de production-transport d'électricité soit fiable, à la hauteur et sûr ». L'organisation élabore des normes de fiabilité volontaires appliquées sous la pression des pairs. Les normes du NERC sont mises en œuvre par l'intermédiaire de dix conseils de fiabilité régionaux.
Organisation de transport régionale (OTR)	Regroupement volontaire (de propriétaires et d'utilisateurs de réseaux de transport, ainsi que d'autres entités approuvées par la FERC) dont le but est de coordonner la planification et l'extension, l'exploitation

	et l'utilisation efficientes, sur une base régionale et interrégionale, de ces réseaux.
Production	Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie; quantité d'énergie produite.
Production décentralisée	Production à petite échelle à proximité des consommateurs finals.
Production par cycle combiné	Production d'électricité faisant appel en même temps à des turbines à combustion et à vapeur.
Production thermique	Production d'électricité au moyen d'une turbine à vapeur ou d'une turbine à combustion alimentée par de l'énergie nucléaire, des combustibles fossiles ou de la biomasse.
Protocole de Kyoto	Résultat des négociations menées à la troisième conférence des parties à Kyoto, au Japon, en décembre 1997. Le *Protocole de Kyoto* établit des objectifs exécutoires sur les émissions de gaz à effet de serre pour les pays qui ont signé et ratifié l'accord. Les gaz visés par le protocole comprennent le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux, les hydrocarbures fluorés, entièrement halogénés ou non, ainsi que l'hexafluorure de soufre.
Provinces de l'Atlantique / Canada Atlantique	Le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard ainsi que Terre-Neuve-et-Labrador.
Provinces Maritimes	Le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard.
Puissance	Lorsque de l'énergie est déplacée ou transformée, le terme « puissance » se rapporte à la quantité d'énergie ainsi déplacée par unité de temps. L'unité métrique de mesure de la puissance est le watt (W), soit un joule par seconde.
Réaction de la demande (RD)	Réduction de la consommation d'électricité en raison de l'application d'un tarif de pointe ou encore à la requête de l'exploitant du réseau ou de l'entité qui fournit la charge électrique.
Régime réduit	Impossibilité d'exploitation à pleine capacité en raison de restrictions physiques ou environnementales.
Restructuration	Réaménagement des monopoles de services publics intégrés verticalement en des sociétés distinctes de production, de transport et de distribution d'électricité. Cette séparation des activités, aussi appelé dégroupement, vise à promouvoir la concurrence

	entre les producteurs et à ouvrir l'accès aux réseaux de transport et de distribution, pour ainsi favoriser la concurrence dans les secteurs de l'approvisionnement et de la commercialisation de l'électricité.
Retenue d'énergie	Stockage d'eau dans un réservoir, hors des périodes de pointe, en vue de son relâchement pour production pendant les périodes de pointe.
Secteur commercial	Ensemble des établissements qui ne se livrent pas à des activités de fabrication, notamment les hôtels, les motels, les restaurants, les entreprises de gros, les magasins de détail, les établissements de santé et d'enseignement ainsi que les institutions sociales.
Secteur industriel	Se dit en général de l'ensemble des entreprises de fabrication, de construction, d'exploitation minière, d'agriculture, de pêche et de foresterie.
Secteur résidentiel	Ensemble des ménages qui consomment de l'énergie principalement pour le chauffage des locaux ou de l'eau, la climatisation, l'éclairage, la réfrigération ou la cuisson des aliments et le séchage des vêtements.
Service public	Entité qui détient et exploite un réseau électrique et à qui obligation est faite de fournir de l'électricité à tous les consommateurs finals qui en font la demande.
Service public à intégration verticale (SPIV)	Service public qui cumule des fonctions de production, de transport et de distribution.
Superposition des tarifs (tarifs superposés)	Imposition de tarifs multiples sur un trajet parcouru, par exemple, imposition d'un tarif fondé sur le total des coûts (fixes et variables) alors qu'un ou plusieurs réseaux de transport sont traversés entre la « source » (le point de production) et le « puits » (le marché éventuel) mais que les coûts réels de transport de l'énergie (p. ex., les coûts variables) sont beaucoup moins élevés.
Tarif	Ensemble des modalités au titre desquelles un service ou un produit est fourni, y compris les prix ou frais que l'utilisateur doit payer. Le tarif est habituellement proposé par le fournisseur du service ou du produit et est assujetti à l'approbation de l'organisme ou des organismes de réglementation compétents.
tarif (prix)	Prix d'un produit ou service. Les tarifs sont soit assujettis à l'approbation d'un organisme de réglementation, soit établis par les forces du marché.

Tarification au compteur horaire	Tarifs fondés sur les périodes de la journée où l'électricité est réellement utilisée. L'électricité consommée durant les heures creuses ou lorsque la demande d'électricité est faible peut donc être facturée à un prix moins élevé. L'électricité utilisée durant les heures de pointe coûte plus cher au consommateur.
Technologies de remplacement	Technologies nouvelles ou émergentes utilisées dans la production et la consommation d'énergie, comme les véhicules électriques ou à pile à combustible et le charbon épuré.
Transit	Transport d'électricité appartenant à un service public par le réseau d'un autre service public.
Transport	Déplacement ou transfert d'énergie électrique au moyen de lignes interconnectées et d'équipements auxiliaires entre les points d'origine de l'approvisionnement et les points de conversion pour livraison aux consommateurs ou à d'autres réseaux électriques. Le transport se termine au moment où l'énergie est convertie pour les besoins de distribution.